

**PRUEBAS DE ULTRASONIDO EN RECORTES DE PERFORACIÓN COMO  
MÉTODO ALTERNATIVO PARA ESTIMAR MÓDULOS ELÁSTICOS A USAR  
EN EL DISEÑO DE ETAPAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

**DIEGO FERNANDO RICO CARVAJAL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA**

**2016**

**PRUEBAS DE ULTRASONIDO EN RECORTES DE PERFORACIÓN COMO  
MÉTODO ALTERNATIVO PARA ESTIMAR MÓDULOS ELÁSTICOS A USAR  
EN EL DISEÑO DE ETAPAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

**DIEGO FERNANDO RICO CARVAJAL**

Trabajo de grado para optar al título de  
Geólogo

**Director**

**FRANCISCO ALBERTO VELANDIA PATIÑO.**

M. Sc. Docente UIS.

**Codirector**

**YAIR ANDRÉS QUINTERO PEÑA**

M.I. ICP-ECOPETROL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA**

**2016**

## **AGRADECIMIENTOS**

**M. Sc. Francisco Velandia**, docente de la Universidad Industrial de Santander. Por su apoyo, asesoría y aportes durante el desarrollo de este trabajo.

**M.I. Yair Andrés Quintero y Jenny Mabel Carvajal Jiménez**, ingenieros de Petróleos del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Por su colaboración y asesoría, las cuales permitieron llevar a cabo este proyecto.

**Ing. Luis Ramírez y Julio Forero**, ingenieros de sistemas. Por su enorme y valiosa colaboración durante las pruebas de laboratorio.

## CONTENIDO

Pág.

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>16</b>
<b>1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....</b>	<b>18</b>
1.1. ASPECTOS GEOMECÁNICOS QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO.....	18
1.2. DISEÑO DE LAS ETAPAS DE FRACTURAMIENTO .....	22
<b>2. FUNDAMENTOS SOBRE ONDAS EN CUERPOS ELÁSTICOS Y PRUEBAS DE ULTRASONIDO .....</b>	<b>24</b>
2.1. MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS.....	26
2.2. TÉCNICA DE ULTRASONIDO EN MUESTRAS DE ROCA.....	28
2.3. COMPONENTES DEL SISTEMA DE ULTRASONIDO.....	28
2.4. CONFIGURACIÓN DEL ENSAYO DE ULTRASONIDO .....	30
2.5. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS .....	31
2.6. ANÁLISIS DE LAS ONDAS.....	32
2.7. LIMITACIONES DE LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO .....	33
<b>3. PRINCIPALES TÉCNICAS DESARROLLADAS A NIVEL MUNDIAL PARA LA EVALUACIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN .....</b>	<b>34</b>
3.1. PULSED ULTRASOUND ON CUTTINGS (PUC).....	34
3.1.1. Ventajas y aplicaciones del sistema PUC .....	36
3.1.2. Aplicación del sistema PUC por parte de los fabricantes .....	36
3.1.3. Efectividad del sistema PUC .....	38

3.1.4. Conclusiones acerca del sistema PUC .....	40
3.2. CONTINUOUS WAVE TECHNIQUE (CWT) .....	40
3.2.1. Calculo de la velocidad por medio del CWT.....	41
3.2.2. Verificación del sistema CWT en campo por parte de los fabricantes.....	42
3.3. NANOINDENTACIÓN.....	44
3.3.1. Aplicación de la técnica de nanoindentación.....	44
3.4. MEDICIÓN DE PROPIEDADES INDIRECTAS .....	47
3.4.1. Adaptación de la norma API RP-40 para la medición de la porosidad en recortes .....	48
3.4.2. Celda “marcel” para la medición de la permeabilidad en recortes ..	50
3.5. CELDA DE COMPACTACIÓN INTEGRADA CON SISTEMA DE ULTRASONIDO.....	52
3.5.1. Parámetros para la fabricación de la celda edométrica .....	53
3.5.2. Pruebas de ultrasonido mediante la celda edométrica por parte de los fabricantes .....	53
<b>4. ANÁLISIS DE LAS DIFERENTES TÉCNICAS CONSULTADAS Y SELECCIÓN DE LA TÉCNICA QUE SE ADAPTARÁ .....</b>	<b>57</b>
<b>5. DISEÑO EXPERIMENTAL Y METODOLOGÍA A SEGUIR .....</b>	<b>61</b>
5.1. CELDA DE COMPACTACIÓN A UTILIZAR EN LAS PRUEBAS .....	63
5.2. SISTEMA MTS MODELO 815 .....	65
<b>6. RESULTADOS, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LA FASE EXPERIMENTAL..</b>	<b>67</b>
6.1. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA MUESTRA 201080597 .....	67
6.2. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA MUESTRA 201080598 .....	76
6.3. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA MUESTRA 201080630 .....	84
6.4. CORRELACIONES ENTRE LAS MUESTRAS EVALUADAS .....	91

<b>7. CONCLUSIONES.....</b>	<b>100</b>
<b>8. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>101</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>103</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pag
<b>Figura 1.</b> Vista superior de un pozo vertical en la cual se representa una fractura inducida .....	19
<b>Figura 2.</b> Esquema que representa la definición de una zona de interés geomecánico para la realización de una fractura hidráulica .....	20
<b>Figura 3.</b> Representación del Coeficiente de Poisson (izquierda) y el Módulo de Young (derecha) .....	22
<b>Figura 4.</b> Esquema de una operación de fracturamiento hidráulico multietapa, donde se observa la ubicación de los múltiples puertos de inyección .....	23
<b>Figura 5.</b> Esquema de propagación de las ondas compresionales “P” .....	25
<b>Figura 6.</b> Esquema de propagación de las ondas transversales “S” .....	25
<b>Figura 7.</b> Esquema de las ondas de reflexión y refracción.....	26
<b>Figura 8.</b> Esquema del fenómeno de difracción.....	27
<b>Figura 9.</b> Esquema de polarización de una onda.....	28
<b>Figura 10.</b> Secuencia de dispositivos que conforman el sistema de ultrasonido .	29
<b>Figura 11.</b> Representación gráfica de una onda “P” a través de una muestra de roca.....	32
<b>Figura 12.</b> Representación gráfica de una onda “S” a través de una muestra de roca.....	33
<b>Figura 13.</b> Esquema del sistema PUC .....	35
<b>Figura 14.</b> Tiempo integrado de tránsito derivado del PUC y de sísmica de pozo en función de la profundidad.....	39
<b>Figura 15.</b> Comparación entre los datos PUC y el registro sísmico de pozo, para el mismo intervalo en el pozo “B” .....	39
<b>Figura 16.</b> Esquema del sistema CWT.....	41

<b>Figura 17.</b> Espectro de resonancia (onda P) para una muestra de plexiglás de 1,5 mm de espesor .....	42
<b>Figura 18.</b> Comparación entre los deltas de tiempo obtenidos mediante el registro sísmico y los obtenidos mediante el sistema CWT a partir de los recortes de perforación .....	43
<b>Figura 19.</b> Esquema de un nanoindentador en el que se representan sus partes principales.....	45
<b>Figura 20.</b> Molde con resina epoxi y recortes de perforación (izquierda). Típica curva de carga-descarga durante un experimento de nanoindentación (derecha) .....	46
<b>Figura 21.</b> Módulo de Young en función de la porosidad en shales de la Formación Wolfcamp en USA.....	48
<b>Figura 22.</b> Montaje necesario para saturar y pesar los recortes de perforación ..	49
<b>Figura 23.</b> Esquema de la celda "Marcel" diseñada para medir la permeabilidad en recortes .....	50
<b>Figura 24.</b> Correlación de la permeabilidad determinada en núcleos y la obtenida en recortes sintéticos .....	51
<b>Figura 25.</b> Celda edométrica integrada con un sistema de ultrasonido.....	52
<b>Figura 26.</b> Porcentaje de porosidad en función del esfuerzo aplicado para los diferentes porcentajes de esmectita y caolinita .....	54
<b>Figura 27.</b> Vp en función del esfuerzo aplicado para muestras secas (gris) y muestras saturadas (negro) .....	55
<b>Figura 28.</b> Vp en función de la porosidad. En gris el resultado para muestras secas y en negro para muestras saturadas .....	56
<b>Figura 29.</b> Esquema de la metodología a seguir.....	63
<b>Figura 30.</b> Endcups de 3,8 cm de diámetro con sistema de ultrasonido incluido (izquierda). Celda de compactación (derecha) .....	64
<b>Figura 31.</b> Montaje de la muestra dentro de una chaqueta, utilizada para evitar la pérdida de muestra durante la compactación. ....	64
<b>Figura 32.</b> Montaje del sistema completo en la MTS. ....	65
<b>Figura 33.</b> Sistema MTS Modelo 815.....	66
<b>Figura 34.</b> Gráficos para las velocidades “p” en ripios y en plug en función del esfuerzo aplicado.....	71

<b>Figura 35.</b> Gráfico de comparación de las velocidades “p” en el material disgregado y en el plug.....	72
<b>Figura 36.</b> Gráficos de “Vs” en función del esfuerzo aplicado y comparación de “Vs” entre plug y ripios. ....	73
<b>Figura 37.</b> Comparación de los Módulos de Young y Coeficiente de Poisson obtenidos para los ripios y el plug.....	75
<b>Figura 38.</b> Gráficos para las velocidades “p” en ripios (izquierda) y en plug (derecha) en función del esfuerzo aplicado. ....	80
<b>Figura 39.</b> Gráfico de comparación de las velocidades “P” en el material disgregado y en el plug.....	81
<b>Figura 40.</b> Gráficos para las velocidades “S” en ripios y en plug, en función del esfuerzo aplicado.....	82
<b>Figura 41.</b> Comparación entre los Módulos de Young y los Coeficientes de Poisson obtenidos para los ripios y el plug. ....	83
<b>Figura 42.</b> Gráficos para las velocidades “p” en ripios (izquierda) y en plug (derecha) en función del esfuerzo aplicado. ....	88
<b>Figura 43.</b> Gráficos para las velocidades “S” en ripios y en plug, en función del esfuerzo aplicado.....	89
<b>Figura 44.</b> Comparación entre los Módulos de Young y los Coeficientes de Poisson obtenidos para los ripios y el plug. ....	90
<b>Figura 45.</b> Correlación entre las velocidades “P” de las tres muestras. ....	93
<b>Figura 46.</b> Correlación entre las velocidades “S” de las muestras evaluadas. ....	94
<b>Figura 47.</b> Correlación entre los Módulos de Young y los coeficientes de Poisson de las muestras evaluadas.....	95
<b>Figura 48.</b> Correlaciones finales para las velocidades p, s y los módulos elásticos para las muestras verticales. ....	96
<b>Figura 49.</b> Correlaciones finales para las velocidades p, s y los módulos elásticos para las muestras horizontales. ....	98

## LISTA DE TABLAS

Pag

<b>Tabla 1.</b> Litologías utilizadas para las pruebas de ultrasonido con el sistema PUC por parte de los fabricantes .....	37
<b>Tabla 2.</b> Comparación de las velocidades de la onda P obtenidas en recortes mediante el sistema PUC y las obtenidas en los núcleos mediante la técnica pulso velocidad .....	38
<b>Tabla 3.</b> Principales técnicas utilizadas para la evaluación de recortes de perforación. Se resaltan los parámetros determinados mediante cada una de ellas, así como sus ventajas y desventajas .....	59
<b>Tabla 4.</b> Datos iniciales de la muestra 201080597 en el montaje celda-endcups .....	67
<b>Tabla 5.</b> Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para la muestra disgregada 201080597. ....	69
<b>Tabla 6.</b> Variación de la longitud de la muestra y la densidad en función de la fuerza aplicada, así como el tiempo de las ondas “s” y “p” a través de los endcups y los pistones.....	69
<b>Tabla 7.</b> Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para el plug de la muestra 201080597, para 0 y 1 KN no se realizó el registro de tiempo de propagación. ....	70
<b>Tabla 8.</b> Datos iniciales de la muestra 201080598 en el montaje celda-endcups.....	76
<b>Tabla 9.</b> Variación de la longitud de la muestra y la densidad en función de la fuerza aplicada, así como el tiempo de las ondas “s” y “p” a través de los endcups y los pistones.....	78
<b>Tabla 10.</b> Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para la muestra disgregada 201080598. ....	78
<b>Tabla 11.</b> Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para el plug de la muestra 201080598. ....	79
<b>Tabla 12.</b> Datos iniciales de la muestra 201080630 en el montaje celda-endcups. ....	85

**Tabla 13.** Variación de la longitud de la muestra y la densidad en función de la fuerza aplicada, así como el tiempo de las ondas “s” y “p” a través de los endcaps y los pistones..... 86

**Tabla 14.** Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para la muestra disgregada 201080630. .... 86

**Tabla 15.** Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para el plug de la muestra 201080630. .... 87

## RESUMEN

**TÍTULO:** PRUEBAS DE ULTRASONIDO EN RECORTES DE PERFORACIÓN COMO MÉTODO ALTERNATIVO PARA ESTIMAR MÓDULOS ELÁSTICOS A USAR EN EL DISEÑO DE ETAPAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.\*

**AUTOR:** DIEGO FERNANDO RICO CARVAJAL\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Prueba de ultrasonido, recortes de perforación, etapas de fracturamiento, celda de compactación, shales.

### DESCRIPCIÓN:

En la industria del petróleo las evaluaciones mecánicas de las formaciones geológicas de interés se realizan convencionalmente a partir de información obtenida a través de registros de pozo y de pruebas de laboratorio realizadas sobre núcleos; sin embargo, en los últimos años la utilización de recortes de perforación como método alternativo de caracterización se ha incrementado debido principalmente a la inestabilidad química y mecánica que presentan algunas litologías como los shales, los cuales limitan en cierta medida la extracción de núcleos y la realización de registros.

La evaluación de algunas propiedades y parámetros mecánicos en los recortes de perforación es posible gracias a la implementación de nuevas técnicas que han sido desarrolladas en las últimas décadas, dentro de las cuales destacan adaptaciones realizadas a las pruebas de ultrasonido, con las que sus autores han logrado medir la velocidad de propagación de las ondas “p” y “s” a través de recortes, siendo posible mediante correlaciones matemáticas estimar los módulos elásticos; sin embargo, los buenos resultados obtenidos con estas adaptaciones se registran con recortes cuyo espesor es mayor a 2.5 mm, lo que hace que el tamaño sea una gran limitación a la hora de querer evaluar litologías como los shales, de los cuales se obtienen generalmente recortes con espesores inferiores a 1mm.

Buscando afrontar dicho inconveniente, se presenta en este trabajo una nueva técnica conformada por una celda de compactación integrada con un sistema de ultrasonido, adaptación que permite medir simultáneamente la velocidad de propagación de las ondas a través de varios recortes de perforación, esto sin importar su tamaño, logrando de esta forma estimar los módulos elásticos necesarios en el diseño de las etapas de fracturamiento hidráulico.

---

\* Proyecto de grado.

\* \* Facultad de ingenierías Físico-Químicas, Escuela de geología. Director: M. Sc. Francisco Velandia.

**TITLE:** ULTRASOUND TESTS IN DRILL CUTTINGS AS ALTERNATIVE METHOD TO CALCULATE ELASTIC MODULES TO BE USED FOR STAGE HYDRAULIC FRACTURING DESIGN. \*

**AUTHOR:** DIEGO FERNANDO RICO CARVAJAL. \*\*

**KEYWORDS:** Mechanical assessment, ultrasound testing, drill cuttings, fracturing stages, compaction cells, shales.

**ABSTRACT:**

In oil industry, mechanical assessment of geology formations of vested interest is conventionally done from information gathered through well logs and laboratory tests done on rock cores. Nevertheless, in the last few years the use of drill cuttings as an alternative method for characterization has been increasing mainly due to the chemical and mechanical instability shown by some rock formations such as shales, because somehow they hinder the core extraction and the checking process.

Nowadays, the assessment of some properties and mechanical parameters on drill cuttings are possible because of the development of new techniques during the last few decades. There stand out the adaptations done to ultrasound tests, such adaptations have let the authors measure the spreading speed of waves 'p' and 's' through the cuttings. This can be done with the help of pre-established correlations to calculate mechanical parameters as Young's module and Poisson's quotient/coefficient. Nonetheless, the good outcome gotten with these adaptations are present in cuttings which width is higher than 2.5 mm, this makes size the bigger limitation when assessing the shales, since the width the shales have, when obtained from drill cutting, is usually less than 1mm.

With the aim of face this drawback, this paper shows a new technique formed by a compaction cell integrated with an ultrasound system, this adaptation let measure simultaneously the spread velocity of the of the waves through several drill cuttings, accomplishing the estimation of the elastic modules needed for Stage Hydraulic Fracturing Design.

---

\* Project of Degree.

\*\* Physical – Chemical Engineering Faculty. Geology School. Directors: M. Sc. Francisco Velandia.

## INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación ampliamente utilizada en la industria del petróleo desde finales de los años cuarenta para aumentar la productividad de los pozos, esto mediante la creación de una fractura de alta conductividad. La técnica fue aplicada durante más de cuatro décadas (1950-1980) principalmente en Norte América a yacimientos de baja permeabilidad. Sin embargo, a finales de la década de los ochenta fue expandida para cubrir cualquier tipo de pozo de petróleo o gas. Así las cosas, el fracturamiento hidráulico permite mejorar la producción de hidrocarburos en diferentes tipos de yacimientos; es decir, formaciones de baja y alta permeabilidad, así como en rocas duras y blandas (Economides, 2012) citado por Calderón (2014).

El éxito de dicho proceso de estimulación depende en gran medida del conocimiento geomecánico previo que se tenga de las formaciones a estimular. En base a dicho conocimiento se realizan los diseños de etapas de fracturamiento, con los cuales se busca entre otras cosas, identificar a lo largo de la formación aquellos puntos ideales para iniciar la estimulación, es decir, aquellos puntos caracterizados por presentar los mayores índices de fragilidad, teniendo así que, ante la aplicación de un esfuerzo en estos puntos la roca presentara mayor tendencia a fracturarse que a deformarse, lo cual permitirá obtener una mejor geometría de fractura.

Por otra parte, en la industria del petróleo las evaluaciones mecánicas necesarias para realizar el diseño de las etapas de fracturamiento se desarrollan convencionalmente a partir de información obtenida a través de registros de pozo y de pruebas de laboratorio realizadas sobre núcleos; sin embargo, ante las dificultades técnicas y aumentos económicos que traen consigo la aplicación de estas dos técnicas, se han implementado en las últimas décadas a nivel mundial nuevas tecnologías que han permitido que los recortes de perforación se conviertan en poderosas fuentes de información, llegando a ser utilizados para evaluar cualitativamente las rocas del yacimiento. Dentro de los trabajos usualmente desarrollados en laboratorio sobre recortes de perforación se incluyen la evaluación de la porosidad intergranular y de microfractura, así como la evaluación de la permeabilidad (Ortega, 2012). Técnicas más recientes permiten realizar sobre recortes un registro de velocidades ultrasónicas y por medio de éstas estimar parámetros mecánicos como el módulo de Young y el coeficiente de Poisson, los

cuales son de gran utilidad en el diseño de las etapas de fracturamiento hidráulico y la estabilidad del pozo, sin embargo, a pesar del gran avance en este campo, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) aún no cuenta con una técnica y una metodología que le permita evaluar mecánicamente los recortes de shale que obtiene de los pozos perforados por ECOPETROL S.A., ya que éstos generalmente presentan espesores inferiores a 1 mm y diámetros entre 2 y 3 mm, dimensiones que hacen imposible su evaluación mediante la técnica de indentación, que es la única con la que actualmente cuentan para evaluar muestras pequeñas.

Lo anterior, sumado a la importancia de poseer un conocimiento mecánico previo de las formaciones a estimular mediante fracturamiento hidráulico, y de la relevancia de los recortes de perforación como método alternativo de caracterización, así como la posibilidad existente en Colombia de realizar en un futuro explotación de shales pertenecientes a yacimientos no convencionales; hacen que sea necesario para el ICP adaptar e implementar una nueva técnica que permita evaluar recortes de shale con espesores inferiores a 1 mm, para lo cual, se realizó en este trabajo una revisión de las principales técnicas utilizadas a nivel mundial para la evaluación de recortes de perforación y posteriormente se analizaron las ventajas y desventajas, así como de la posibilidad que presenta cada una de ellas de ser implementada o adaptada en el ICP con el fin de aplicarla sobre recortes de shale y de esta forma dar solución a dicho problema.

## **1. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

El fracturamiento hidráulico puede ser definido de forma amplia como el proceso por medio del cual se inicia una fractura que se propaga debido a una carga hidráulica (presión) ejercida por un fluido al interior de la roca (Calderón, 2014). Aunque este proceso es aplicado con diversos fines, como por ejemplo, remover daños en cercanías al pozo, mejorar las condiciones de un posible recobro secundario y generar espacios para el almacenamiento de residuos, su principal función es aumentar el índice de producción en zonas con bajos valores de permeabilidad (shale plays); y es que estos yacimientos a pesar de presentar excelentes valores de porosidad, reservas y presión de poro, no pueden llegar a ser productores si no se realiza sobre ellos fracturamiento hidráulico (Vecino, 2012). En pocas palabras, lo que se busca al aplicar este proceso de estimulación en los shale plays es interconectar por medio de fracturas los espacios porosos donde se alojan los hidrocarburos, generando conductos que permitan que el gas o el petróleo fluyan hasta la cara del pozo.

El fracturamiento se inicia al bombear hasta la formación de interés un fluido conocido como “Pad”, el cual da origen a la propagación de la fractura cuando la intensidad del esfuerzo aplicado supera la dureza de la roca. Este fluido es seleccionado principalmente en función de las propiedades del yacimiento, buscando su adecuada interacción con el mismo. Una vez generada la fractura, esta se mantendrá abierta por el diferencial entre la presión neta (presión del fluido inyectado menos la presión del yacimiento) y el esfuerzo horizontal mínimo in-situ. (Yew, 1997). Luego de la creación de la fractura, se bombea una carga mayor pero esta vez con un fluido mezclado con material granular que recibe el nombre de propante o apuntalante, el cual debe presentar características de redondez, resistencia y tamaño ideales para mantener abierta la fractura y así asegurar el flujo de hidrocarburos hasta la cara del pozo.

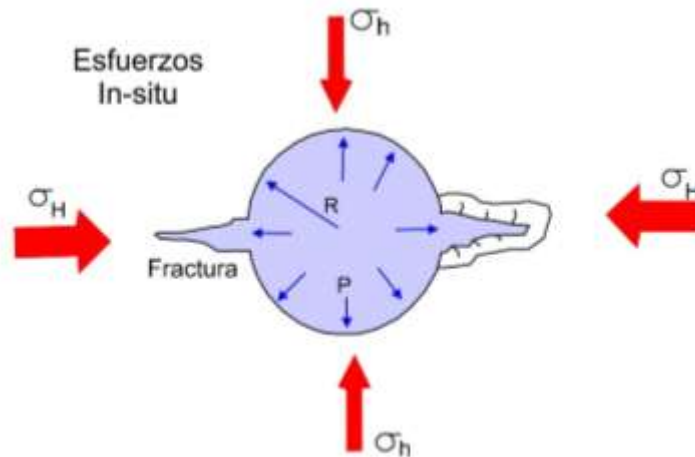
### **1.1. PARÁMETROS GEOMECÁNICOS QUE INFLUYEN EN EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

Las propiedades mecánicas de la roca y los esfuerzos in-situ son los agentes de mayor influencia en el proceso de propagación y orientación de la fractura inducida.

Teniendo así que este tipo de estimulación se fundamenta en unos principios geomecánicos básicos que son válidos para la mayoría de yacimientos de hidrocarburos (Calderón, 2014):

- Las fracturas generadas se orientaran perpendicularmente a la dirección del esfuerzo mínimo in-situ ( $\sigma_h$ ), es decir, en la mayoría de las formaciones las fracturas se formaran en la dirección del esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_H$ ) (Figura 1).
- El largo de la fractura estará marcada por el esfuerzo máximo ( $\sigma_H$ ), siendo paralela a dicho esfuerzo.
- La longitud y altura de la fractura aumentara con el tiempo siempre y cuando la presión del fluido dentro de la roca sea mayor que los esfuerzos in-situ, o hasta alcanzar una barrera en el yacimiento.
- Normalmente las fracturas hidráulicas se realizan a profundidades superiores a cinco mil pies, donde el mínimo esfuerzo in-situ es un plano horizontal, por lo cual, la fractura inducida corresponde a una fractura vertical.

**Figura 1.** Vista superior de un pozo vertical en la cual se representa una fractura inducida.

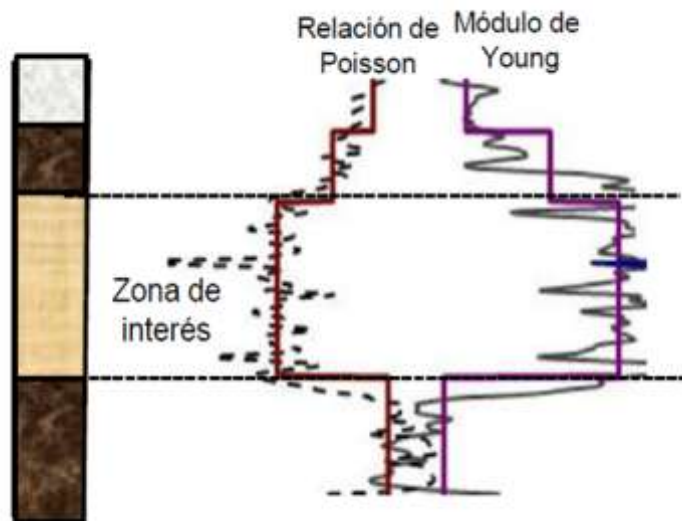


Tomado y modificado de Yew (1997). Mechanics of hydraulic fracturing.

Por su parte, las propiedades geomecánicas de la formación a estimular, sirven como herramienta para predecir el comportamiento que presentara la roca ante los esfuerzos aplicados por medio de los fluidos de fracturamiento.

Se tiene así que la altura, longitud y ancho de las fracturas será incierta sin la información relacionada con los parámetros mecánicos de la roca. En cualquier caso, la literatura menciona que en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, el Módulo de Young y el Coeficiente de Poisson son parámetros fundamentales. Por lo cual, desde el punto de vista geomecánico y no necesariamente de reservas, el área de mayor interés para obtener una buena geometría de fractura corresponde a valores bajos en el coeficiente de Poisson, altos en el Módulo de Young y donde estos dos presenten su mayor contraste (Corzo, 2011) citado por Calderón (2014) (Figura 2).

**Figura 2.** Esquema que representa la definición de una zona de interés geomecánica para la realización de una fractura hidráulica.



Tomado de Calderón (2014) quien referencia de Corzo (2011).

La delimitación de dichas zonas como áreas de interés para realizar el fracturamiento hidráulico en base a estos dos parámetros se da gracias a que representan la relación entre esfuerzo y deformación:

**El coeficiente de Poisson** indica cuanto puede deformarse la roca bajo una cierta tensión efectiva. Este se define como la relación entre la deformación transversal y la deformación axial, por lo cual es un parámetro adimensional (Figura 1.3). Su valor comprende un rango entre 0 y 0.5, siendo 0.5 el valor de los materiales menos compresibles como el agua y 0 el de los materiales que sufren mayor compresión al momento de aplicarles una fuerza.

Su valor está definido por:

$$v = \frac{\text{Deformación transversal}}{\text{Deformación axial}}; v = \frac{\Delta D}{\Delta L} \dots\dots\dots (1)$$

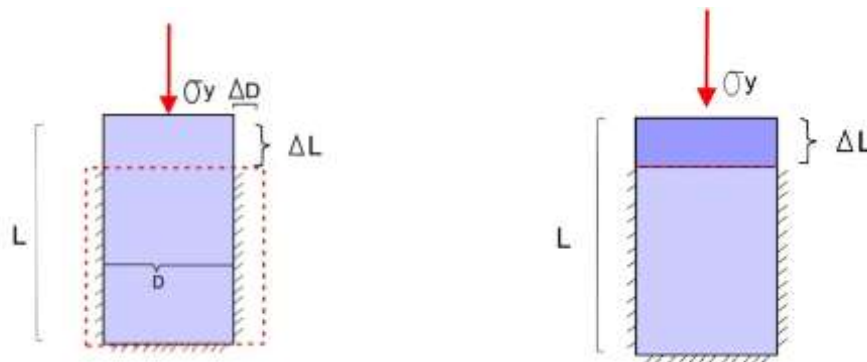
La literatura presenta diferentes rangos para la relación de Poisson en rocas. Algunos autores presentan rangos entre 0.25 y 0.33, mientras otros presentan valores entre 0.1 y 0.3. (Calderón, 2014):

**El Módulo de Young** indica la rigidez del material y por lo tanto su resistencia a ser deformado, representando cuanta deformación axial sufre dicho material bajo cierto esfuerzo aplicado, su valor se mide en unidades de presión o esfuerzo (Pascales o PSI). Entre más alto sea su valor, mayor será la rigidez del material, por ende, al aplicarle un esfuerzo como el generado con la inyección hidráulica, este sufrirá poca deformación y será más propenso a fracturarse.

Su valor es definido por:

$$E = \frac{\text{Esfuerzo aplicado}}{\text{Deformación axial}}; E = \frac{\delta y}{\Delta L/L} \dots\dots\dots (2)$$

**Figura 3.** Representación del Coeficiente de Poisson (izquierda) y del Módulo de Young (derecha).



Es así como entre mayor sea el valor en el Módulo de Young y más bajo sea la Relación de Poisson, mayor índice de fragilidad presentara el material y por ende será más fácil de fracturar.

## 1.2. DISEÑO DE ETAPAS DE FRACTURAMIENTO.

Dentro de los variados arreglos que existen para la realización del fracturamiento hidráulico sobre shales se destaca el diseño múltietapas en pozos horizontales. Este tipo de arreglo se fundamenta en la creación de múltiples fracturas de manera consecutiva a lo largo de la sección horizontal del pozo (Figura 4). La operación se lleva a cabo primero en la sección más profundidad para después continuar con la sección anterior, así hasta llegar a la zona más cercana a la cara del pozo vertical a partir del cual se desprendió el horizontal (Bukola, 2014).

En éste tipo de diseño generalmente los empaques o puertos de inyección mediante los cuales se inicia el fracturamiento a lo largo del pozo, se fijan a la misma distancia, es decir, de forma simétrica, esto cuando se considera que la sección lateral (u horizontal) del pozo está dentro de una litología relativamente similar, o en su defecto, cuando no se cuenta con la información geomecánica necesaria para identificar a lo largo de la formación aquellos puntos con mayores índices de fragilidad, y en los cuales, sería más fácil obtener una mejor geometría de fractura e iniciar la propagación de la misma, de allí la importancia de contar con un estudio geomecánico previo al proceso de fracturamiento.

**Figura 4.** Esquema de una operación de fracturamiento hidráulico multietapa, donde se observa la ubicación de los múltiples puertos de inyección.



Tomado de Bukola (2014), quien lo modifico de [www.egyptoil-gas.com](http://www.egyptoil-gas.com).

## 2. FUNDAMENTOS SOBRE ONDAS EN CUERPOS ELÁSTICOS Y PRUEBAS DE ULTRASONIDO.

Una onda puede ser definida como una perturbación en el medio, la cual se propaga de un punto a otro transportando energía y cantidad de movimiento pero no materia, es decir, es la propagación de la perturbación de alguna magnitud física de un punto a otro del espacio, sin que exista transporte neto de materia entre ambos.

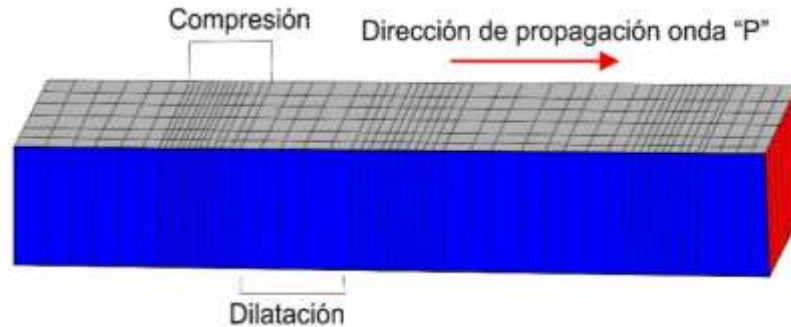
Considerando que las rocas se comportan como un medio elástico, varios estudios han demostrado que al ser sometidas a un esfuerzo se genera en ellas una perturbación (deformación), la cual se propaga a lo largo de toda la muestra como si fuera una onda acústica, esto es conocido como el comportamiento acústico de las rocas. Dicho comportamiento ha motivado a muchos investigadores a estudiar este fenómeno logrando establecer relaciones matemáticas entre las velocidades de propagación de las ondas y las propiedades mecánicas del material a través del cual se propagan (Varela, 2005).

Las ondas mecánicas se clasifican en dos tipos, de cuerpo y superficiales. Las ondas de cuerpo se propagan al interior del material, siendo afectadas principalmente por las propiedades físicas del mismo, por el contrario, las ondas superficiales se propagan a lo largo de la superficie del material, sin adentrarse en capas profundas. Las ondas de cuerpo a su vez son clasificadas en dos tipos: de compresión o primarias y de corte o secundarias.

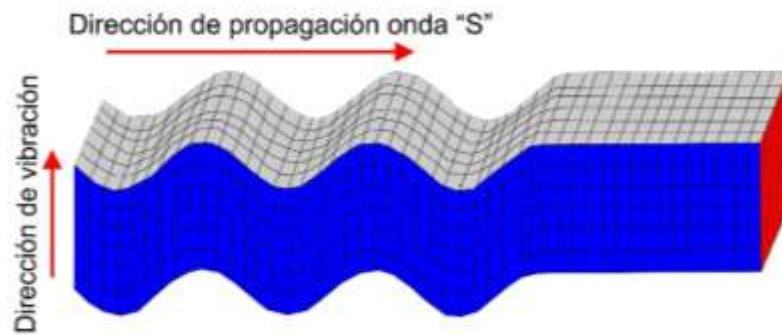
**Las ondas primarias son** longitudinales o compresionales, lo que significa que el material a través del cual viajan es alternadamente comprimido y dilatado en la dirección de la propagación de la onda (Figura 5). Su velocidad es generalmente 1.73 veces mayor que la onda secundaria y pueden viajar a través de cualquier tipo de material. Velocidades típicas son 330 m/s en el aire, 1450 m/s en el agua y cerca de 5000 m/s en rocas de alta dureza como granitos y rocas metamórficas (Tomado de la página Web de la Sociedad Mexicana de ingeniería Sísmica).

**Las ondas secundarias** son transversales o de corte, lo cual significa que las partículas del material son desplazadas perpendicularmente a la dirección de propagación, alternadamente hacia un lado y hacia el otro (Figura 6). Este tipo de onda puede viajar únicamente a través de sólidos debido a que los líquidos no pueden soportar esfuerzos de corte. Su velocidad es alrededor de 58% la de una onda "P" para cualquier material sólido. Usualmente la onda "S" tiene mayor amplitud que la "P".

**Figura 5.** Esquema de propagación de las ondas compresionales.



**Figura 6.** Esquema de propagación de las ondas transversales.



La propagación de una onda es expresada matemáticamente de la siguiente forma:

$$\delta = A \cos 2\pi\left(ft - \frac{x}{\lambda}\right) \dots\dots\dots (3)$$

Donde  $A$  es la amplitud de onda,  $\lambda$  es la longitud,  $f$  es la frecuencia,  $t$  es el tiempo,  $x$  es la distancia recorrida por la onda y  $\delta$  es el esfuerzo aplicado. La velocidad ( $v$ ) de propagación de la onda a través de un material depende matemáticamente de la longitud ( $\lambda$ ) y la frecuencia ( $f$ ) y está definida por:

$$v = \lambda * f \dots\dots\dots (4)$$

## 2.1. MECANISMOS DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS

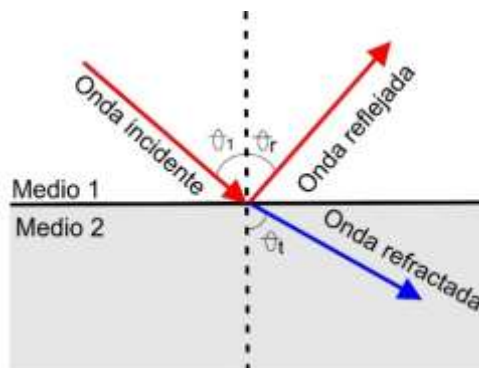
Los cambios en la amplitud, fase y dirección de propagación de las ondas son generados por cambios físicos en el material en el que ésta se propaga, por lo cual, se deben considerar los límites entre los medios a través de los cuales viajan. Los principales mecanismos son la reflexión, la refracción, la interferencia, la difracción y la polarización. Además que cada uno de estos mecanismos afecta y genera pérdida de energía en las ondas, por lo cual deben ser controlados o prevenidos durante los ensayos de ultrasonido en muestras.

- **Reflexión y refracción**

Cuando una onda que se propaga en un medio 1 a una velocidad  $v_1$ , incide con un ángulo  $\theta_i$  sobre un plano que separa un medio 1 de un medio 2, se generan dos nuevas ondas, cada una con la misma frecuencia que presentaba la onda incidente.

Una de las dos ondas generadas regresa al mismo medio de la onda incidente, formando un ángulo  $\theta_r$  con la superficie normal, esta es llamada onda reflejada. La segunda onda generada se propaga en el medio 2, formando un ángulo de refracción  $\theta_t$  con la superficie normal (Figura 7).

**Figura 7.** Esquema de las ondas de reflexión y refracción.



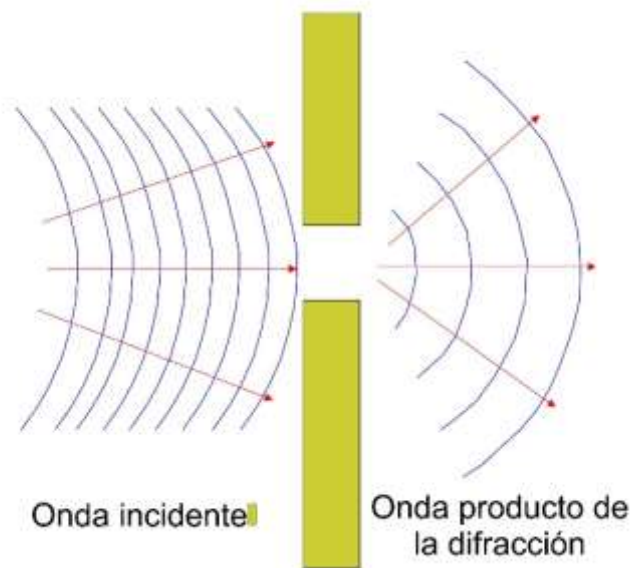
- **Interferencia**

Otro de los mecanismos de propagación de las ondas es la interferencia, la cual se presenta cuando en un mismo punto del espacio ocurre simultáneamente dos o más perturbaciones, un ejemplo de este fenómeno es el ruido.

- **Difracción**

El fenómeno de difracción se presenta cuando una onda que se propaga encuentra un obstáculo cuyas dimensiones son del mismo orden de su longitud. Un ejemplo de este mecanismo se presenta cuando la onda generada es transmitida a través de la roca, el medio poroso puede generar difracción (Figura 8).

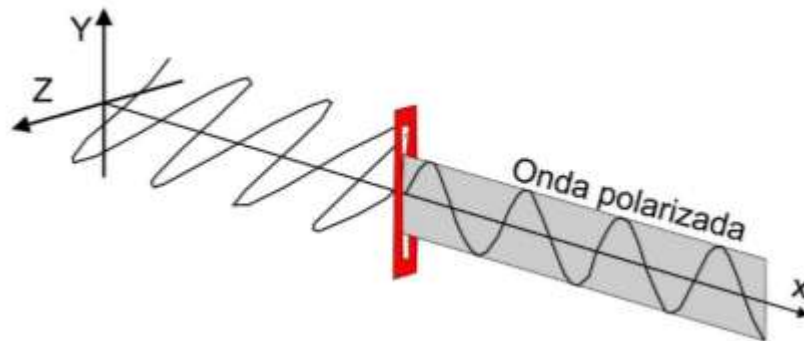
**Figura 8.** Esquema del fenómeno de difracción.



- **Polarización**

El nombre polarización proviene de la palabra *polos*, y alude a una dirección definida. Luego si la perturbación que produce una onda está siempre en una dirección definida, se dice que la onda está polarizada, llamándose plano de polarización a la superficie en dirección de la vibración y propagación de la onda (Figura 9).

**Figura 9.** Esquema de polarización de una onda.



## **2.2. TÉCNICA DE ULTRASONIDO EN MUESTRAS DE ROCA.**

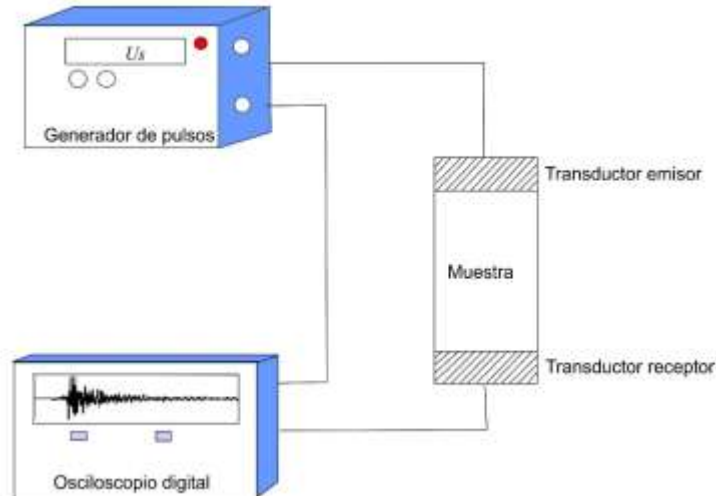
Las pruebas de ultrasonido hacen parte de los métodos acústicos, los cuales se basan en la determinación de la velocidad de transmisión del sonido a través del material. Se denomina ultrasonido debido a que la frecuencia de vibración utilizada es superior al umbral máximo de audición humana, es decir, mayor a 20 KHz. La aplicación de esta prueba abarca varias disciplinas, como la medicina, la bioquímica, ciencia de los materiales, geofísica, acústica marina, entre otras.

Este método es muy bien conocido y utilizado para la evaluación de las propiedades físico-mecánicas de materiales como concretos y muestras de roca, además que el hecho de poder determinar las posibles fisuras existentes en los mismos, la ha convertido en una herramienta útil para la evaluación de la calidad del material (Narváez, 2011).

## **2.3. COMPONENTES DEL SISTEMA DE ULTRASONIDO.**

El equipo utilizado para la realización de los ensayos de ultrasonido en muestras de roca (generalmente núcleos o plugs) consta de una secuencia de dispositivos interconectados en serie (Figura 10).

**Figura 10.** Secuencia de dispositivos que conforman el sistema de ultrasonido.



Las características o especificaciones de los instrumentos que conforman el sistema de ultrasonido pueden variar según los resultados requeridos y el tipo de muestra a evaluar, pero en general está conformado por los siguientes componentes:

**Un generador de pulsos** y voltaje externo o amplificador de potencia (de ser requerido). El cual es conveniente que tenga un ancho de pulso variable, con un rango de 1 a 10  $\mu$ s. La velocidad de repetición del pulso puede ser fijada en 60 repeticiones por segundo o menos, aunque por lo general se utiliza un rango de 20 a 100 repeticiones.

**Dos transductores**, los cuales hacen las veces de emisor y receptor de las señales. Estos generalmente son cerámicos de plomo, zirconato o titanio. Gracias a sus propiedades piezoeléctricas pueden sufrir una expansión al recibir una señal eléctrica o generar una señal eléctrica al sufrir una deformación mecánica, la cual genera la perturbación u onda que atraviesa la muestra.

**Un osciloscopio**, el cual registra tanto el pulso de voltaje aplicado al transductor emisor como el voltaje de salida del transductor receptor, permitiendo así su visualización en forma de ondas (oscilograma). Este elemento es esencial para el análisis espectral de las ondas y el procesamiento de señales digitales.

**Un amplificador** con ganancia variable, el cual es utilizado cuando la atenuación que produce la muestra es tan alta como para no permitir la identificación de las señales solo por medio del osciloscopio.

**Acople de transductores;** el contacto entre los transductores y la muestra de roca es un factor muy importante a considerar, ya que un contacto incorrecto repercute negativamente en la calidad de la señal registrada y en la evaluación de la energía transmitida. Para emitir y recibir correctamente la señal, los transductores deben estar en contacto pleno con el material, ya que cualquier discontinuidad o bolsa de aire en la interfaz supone una dispersión parcial o incluso completa de la señal, debido a que el aire es prácticamente opaco a los ultrasonidos. Para evitar este problema se hace uso de geles que actúan en la interface y aseguran un contacto completo de los transductores y el material. La presión de contacto entre transductor y material también es determinante en la intensidad de la señal recibida, existiendo un requerimiento mínimo (Divos, 2005) citado por Narváez (2011).

#### **2.4. CONFIGURACIÓN DEL ENSAYO DE ULTRASONIDO.**

Cada ensayo comienza cuando por medio del generador de pulsos se da origen a una señal eléctrica que es recibida por el transductor emisor, éste gracias a sus propiedades piezoeléctricas sufre una deformación mecánica con cada pulso de corriente recibido, dicha deformación produce una perturbación u onda que viaja a través de la muestra hasta llegar al transductor receptor, el cual hace el proceso contrario, convirtiendo la señal mecánica en una señal eléctrica que es registrada por el osciloscopio.

El objetivo del ensayo es lograr medir el tiempo que tarda el primer frente de onda en recorrer la distancia existente entre el punto emisor y el receptor. Conociendo el intervalo de tiempo y la distancia recorrida, es decir el espesor de la muestra, se calcula la velocidad de propagación de la onda a partir de la siguiente expresión:

$$V: \frac{l}{t} \dots\dots\dots (5)$$

Donde, **V** es la velocidad de propagación de la onda, **l** es la distancia entre el emisor y el receptor y **t** es el tiempo de recorrido.

## 2.5. PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DE LAS ONDAS.

Hay que recalcar que la velocidad de propagación de las ondas ultrasónicas depende de diversos parámetros asociados al material, tales como la composición mineralógica, la porosidad, el tipo de fluido contenido en los poros, el porcentaje de saturación, el tamaño y forma de los granos, de igual forma se ve afectada por algunos aspectos relacionados con la configuración del sistema utilizado para las pruebas, por lo cual existe la Norma ASTM D 2845 – 95, la cual da las especificaciones a tener en cuenta para la realización de las pruebas y con esto tratar de controlar al máximo la generación de errores y el aumento de la incertidumbre. Dentro de dichas especificaciones se resaltan:

- Prevenir el contacto de la muestra con líquidos diferentes al agua, excepto cuando sea necesario como medio de acoplamiento con los transductores.
- El contacto entre los transductores y la muestra debe ser lo más neto posible, esto para evitar que burbujas de aire presentes entre el contacto afecten la velocidad de las ondas.
- Si se desean resultados para especímenes en condición de secado al horno, la temperatura no debe exceder los 66 °C. Cuando se desean resultados para un estado saturado, el espécimen permanecerá sumergido hasta el momento del ensayo.
- Los transductores deben ser igual de grandes a la muestra o más pequeños que ella, esto para garantizar que la onda se propague completamente por dentro del material a evaluar.
- La dimensión lateral mínima de la muestra del ensayo debe ser al menos cinco veces la longitud de la onda compresional, tal que la velocidad de onda dilatacional real sea medida:

$$D: 5 \lambda \dots\dots\dots (6)$$

Donde, D es la dimensión lateral de la muestra y  $\lambda$  es la longitud de onda.

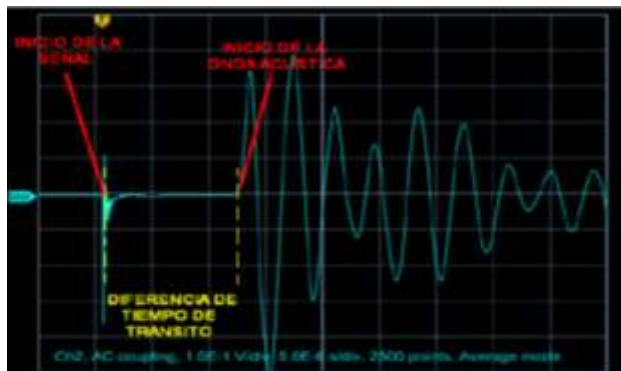
- La longitud de onda debe ser al menos tres veces la dimensión promedio del grano:

$$\lambda: 3d \dots\dots\dots (7)$$

## 2.6. ANÁLISIS DE LAS ONDAS

En la figura 11 se muestra la señal de una onda “P” proveniente de una muestra de roca, en ésta se observa una zona muerta al inicio, la cual corresponde al tiempo transcurrido por la señal acústica a través de la muestra.

**Figura 11.** Representación gráfica de una onda “P” a través de una muestra de roca.

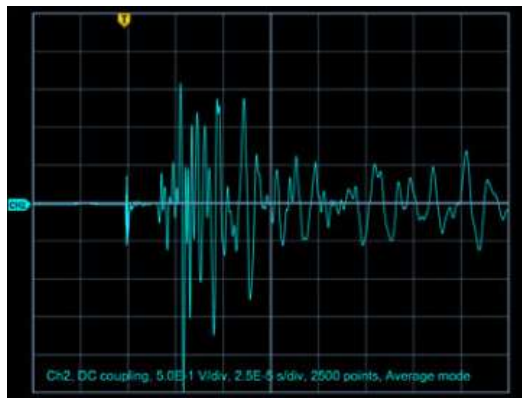


Tomado de Figueroa (2011). Tesis de grado “Software para la automatización de la evaluación de velocidades”.

Por su parte, para el análisis del tiempo de viaje de la onda “S” se debe tener en cuenta que ésta se transmite en dos planos, el vertical y horizontal, por tal motivo su representación es la superposición de estos dos desplazamientos, por lo cual, para su adecuada interpretación se deben separar, esto apoyados en que la onda “S” presenta una menor longitud (Figura 12).

Cabe también aclarar que para la realización de las pruebas acústicas en el ICP, se cuenta con cristales piezoeléctricos transmisores y receptores encapsulados en endcaps, por lo cual, al tiempo de viaje de la onda se le debe restar el tiempo que ésta demora en atravesar el material correspondiente al endcap, teniendo que es de 5.8  $\mu\text{s}$  para la onda “P” y 8.2  $\mu\text{s}$  para la onda “S”

**Figura 12.** Representación gráfica de una onda “S” a través de una muestra de roca.



Tomado de Figueroa (2011). Software para la automatización de la evaluación de velocidades.

## 2.7. LIMITACIONES DE LA TÉCNICA DE ULTRASONIDO

Las limitaciones en cuanto a la aplicación de esta técnica están relacionadas principalmente con el tamaño y forma de las muestras, ya que se debe asegurar como mínimo el cumplimiento de las especificaciones nombradas en el apartado 2.4 (Norma ASTM D 2845 – 95). Es así como se necesita un tamaño de muestra mínimo que permita el pulido de las caras de los recortes para asegurar el contacto neto con la muestra, además se debe garantizar que los piezoeléctricos sean igual de grandes o más pequeños que la muestra, esto con el fin de que la onda generada se propague completamente por dentro de la misma. Estas limitaciones hacen que la técnica no pueda ser aplicada directamente sobre recortes de perforación con tamaños inferiores a 2 mm, debido a que los piezoeléctricos más pequeños que se registran en el mercado tienen ese diámetro.

### **3. PRINCIPALES TÉCNICAS DESARROLLADAS A NIVEL MUNDIAL PARA LA EVALUACIÓN DE RECORTES DE PERFORACIÓN.**

Dentro de los trabajos realizados en los últimos años sobre evaluación de recortes de perforación utilizando nuevas técnicas o adaptaciones de algunas ya existentes, se destacan los trabajos realizados por Marsala y Santarelli (1998), quienes lograron desarrollar un sistema al cual denominaron PUC (Pulse Ultrasonic on Cuttings), éste extiende las capacidades del método clásico pulso-velocidad utilizado en mecánica de rocas para medir velocidades de propagación de ondas en muestras grandes, tales como núcleos y plugs (muestras de roca cilíndricas generalmente de 2.5 cm de diámetro y 5 cm de longitud). También se destaca el trabajo realizado por Nes (1998), quien desarrollo una adaptación similar al PUC, pero sobre la base del tratamiento de ondas continuas y no de generación de pulsos. Sukla (2013) demostró la fiabilidad de la prueba de nanoindentación comparando los datos obtenidos en recortes de shales por medio de esta técnica con los obtenidos por métodos convencionales en núcleos. Recientemente, Ortega (2014) adaptó la técnica clásica para la medición de porosidad en núcleos, basado en la Norma API RP-40, logrando con esto aplicarla en recortes de areniscas apretadas, además utilizó estos datos en la obtención de parámetros mecánicos con los que mejoró el diseño de etapas de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales.

#### **3.1. PULSED ULTRASOUND ON CUTTINGS (PUC).**

El sistema PUC (Figura 13) fue desarrollado por Marsala (1998) y patentado por la compañía Agip (Eni), este es básicamente una adaptación del sistema clásico de pulso-velocidad. Según registran en sus trabajos ésta adaptación permite medir con un margen de error aceptable las velocidades de propagación de las ondas de compresión ( $V_p$ ) y de corte ( $V_s$ ) en pequeños fragmentos de roca con espesores mayores a 2.5 mm. Para espesores inferiores los resultados obtenidos presentan un mayor margen de error al compararlos con las velocidades obtenidas en registros de pozo.

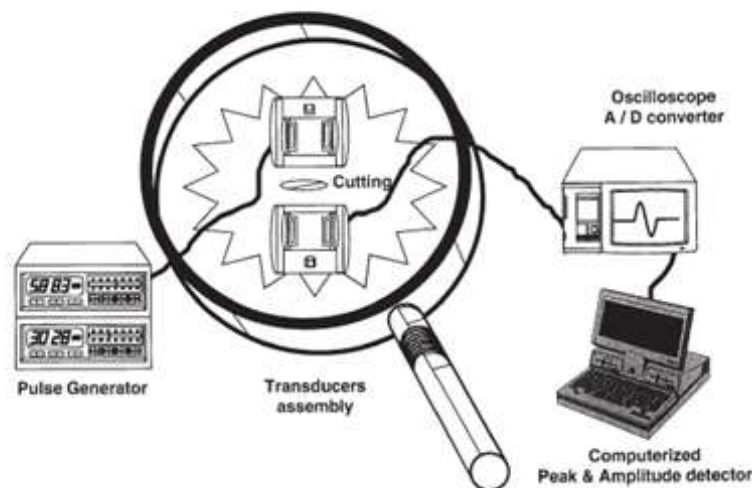
Este sistema está conformado por:

- Un generador de pulsos con un ancho de pulso que varía de 0,1 a 20  $\mu$ s.
- Dos piezoeléctricos capaces de generar ondas ultrasónicas y los cuales hacen las veces de emisor y receptor de las señales. Estos convierten inicialmente la señal eléctrica generada por el pulsador en una señal mecánica que es transmitida

al recorte de perforación, y el piezoeléctrico receptor convierte nuevamente la señal mecánica en eléctrica.

- Un osciloscopio con una resolución de 10 a 2  $\mu$ s, este permite la visualización de las señales eléctricas recibidas del piezoeléctrico receptor.
- Por último, si la atenuación que produce la muestra (recorte) es tan alta como para no permitir la identificación de las señales solo por medio del osciloscopio, puede ser utilizado un amplificador con una ganancia variable.

**Figura 13.** Esquema del sistema PUC.



Tomado de Marsala (1997). Sonic While Drilling: Have You Thought About Cuttings?

Las ondas mecánicas generadas deben tener una longitud ( $\lambda$ ) menor que el espesor del recorte, esto con el fin de evitar ruidos; así mismo la muestra debe tener preferiblemente un diámetro mayor que el de los transductores para poder asegurar que la onda se propague en su totalidad por el recorte de perforación. Teniendo así que el sistema presenta como limitación técnica importante la disponibilidad de recortes preferiblemente con dimensiones mayores a 2.5 mm, ya que se observó que muestras con espesores menores a esta medida proporcionan a veces datos engañosos, debido a que su espesor dificulta el pulido de las caras, provocando un contacto pobre entre los transductores y la muestra. Esta limitación es particularmente frecuente en formaciones poco consolidadas donde el material producto de la perforación llega a superficie como granos de arena o donde los shales son completamente destruidos por la broca.

**3.1.1. Ventajas y aplicaciones del sistema puc.** Dentro de las ventajas y aplicaciones de la técnica se encuentran:

- Realización de las mediciones directamente en el sitio de perforación tan pronto como los recortes llegan al agitador, esto gracias a la portabilidad del equipo.
- Caracterización mecánica de las formaciones perforadas, ya que a partir de las velocidades ( $V_p$  y  $V_s$ ) se pueden determinar las constantes elásticas dinámicas (módulo de Young, coeficiente de Poisson, Bulk y el módulo de cizalla), parámetros esenciales a la hora de querer realizar un buen diseño de etapas de fracturamiento hidráulico o de querer evitar la inestabilidad del pozo durante la perforación.
- Estimación de la presión de poro.

**3.1.2. Aplicación del sistema puc en laboratorio por parte de sus fabricantes.**

El equipo PUC fue probado en una serie de litologías elegidas para cubrir casi todo el espectro de rocas sedimentarias que se pueden encontrar durante las operaciones de perforación en un campo petrolero estándar. Un conjunto de muestras de rocas homogéneas fue seleccionado de varias canteras británicas para la caracterización en laboratorio (Marsala, 1997). La Tabla 1 muestra las diferentes litologías utilizadas en las pruebas y sus características petrofísicas (porosidad y permeabilidad).

Núcleos cilíndricos de 25,4 mm de diámetro y 50,8 mm de longitud fueron generados para cada litología y se caracterizaron acústicamente con la tradicional técnica pulso-velocidad, obteniendo así las velocidades de las ondas ultrasónicas tanto compresionales como de corte, esto con una frecuencia de 700 kHz.

La medición se realizó con la aplicación de una pequeña presión de confinamiento de 0,2 MPa para asegurar el acoplamiento mecánico de los transductores a la muestra. Los recortes fueron producidos a partir de los núcleos por medio de trituración mecánica (recortes sintéticos), obteniendo dimensiones próximas a las de los recortes producido por brocas estándar.

**La Tabla 1.** Litologías utilizadas para las pruebas de ultrasonido con el sistema PUC.

TABLE 1—PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION			
Sample code	Rock Type	Porosity %	Permeability md
LIMESTONES			
A	Gebdykes	22	2
B	Heughall	20	0.4
C	Bathstone	24	5
D	Portland	17	39
E	Guting	16	1.2
SANDSTONES			
H	Blaxter	17	114
I	Doddington	20	1691
L	Crosland	9	0.5
M	Stairton	15	53
N	Dunhouse	18	99
O	Sprinwell	16	17
P	Bolehill	14	424
Q	Birkama	18	95
R	Clashach	14	965
DIVERSES			
S	Trecate dolomite	5	1
T	Refutani limestone	19	2
U	Santerno sandstone	10	1
V	Pietra Lec. <sup>SM</sup> biolimestone	34	10
Z	Soghe limestone	33	10

Tomado de Marsala (1997). Sonic While Drilling: Have You Thought About Cuttings?

Para cada litología se analizaron una serie de cinco valores por el método de PUC, estos valores se promediaron con el fin de corregir errores por posibles heterogeneidades de las muestras. Tanto los núcleos como los recortes fueron secados en un horno a 90 °C antes de realizar las mediciones. La Tabla 2 enumera las velocidades de las ondas de compresión obtenidas tanto por el método de PUC como por la técnica de pulso-velocidad en núcleos. La discrepancia entre los datos PUC y los de pulso-velocidad en núcleos están dentro de un muy razonable 10%, salvo para algunos casos específicos en los que fuertes heterogeneidades podrían haber generado la diferencia (como en el caso de la muestra A).

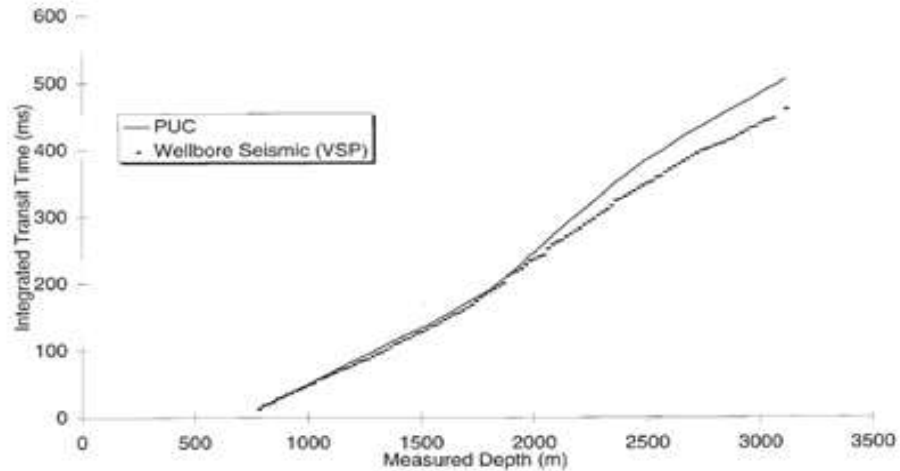
**Tabla 2.** Comparación de las velocidades de la onda P obtenidas en recortes mediante el sistema PUC y las obtenidas en los núcleos mediante la técnica pulso-velocidad.

TABLE 2—COMPRESSIONAL WAVE VELOCITIES		
Sample code	V <sub>p</sub> (core) m/s	V <sub>p</sub> PUC m/s
A	4346	3812
B	2370	2506
C	3231	3584
D	4100	3851
E	4160	3915
H	2453	2316
I	2833	2345
L	3429	3381
M	2802	2534
N	2400	2349
O	3076	3015
P	3228	2898
Q	2984	2924
R	4294	3951
S	5046	7022
T	6435	6221
U	3057	3297
V	2973	3566
Z	2976	3352

Tomado de Marsala (1997). Sonic While Drilling: Have You Thought About Cuttings?

**3.1.3. Efectividad del sistema puc.** Para medir la efectividad del sistema PUC Marsala (1997) realizó pruebas sobre recortes de perforación obtenidos de un intervalo de dos pozos perforados (pozo A y B) y los resultados fueron comparados con los datos adquiridos en los mismos intervalos mediante sísmica de pozo y registro sísmico respectivamente, buscando con esto investigar el potencial del sistema al ser aplicado en campo. La Figura 14 muestra la comparación de la profundidad frente al tiempo integrado de tránsito derivado del PUC y de la sísmica de pozo. En ésta se observa que de 750 m a 1900 m (secuencia de carbonatos), los valores de tiempo de tránsito están en buen acuerdo. A partir de 1900 m a 2700 m (secuencia de shales), se registra una diferencia notoria entre los dos tiempos. La cantidad de este cambio aumenta progresivamente hacia 2.700 m, donde la diferencia entre los dos tiempos de tránsito integrados es de unos 40 ms (10%). El tiempo de tránsito integrado derivado de sísmica de pozo es menor que el derivado de PUC, esto a pesar de la disminución de velocidad que esperaban debido a la gama inferior de frecuencia utilizada en el pozo sísmico. Este fenómeno puede explicarse con la hipótesis de un efecto de liberación de estrés durante el ascenso de los recortes a la superficie (Marsala, 1997). Este efecto podría ser muy crítico en litologías de alta compresibilidad como los shales. Abajo a la profundidad de 2700 m (secuencia de carbonato), no se registran incrementos en la velocidad.

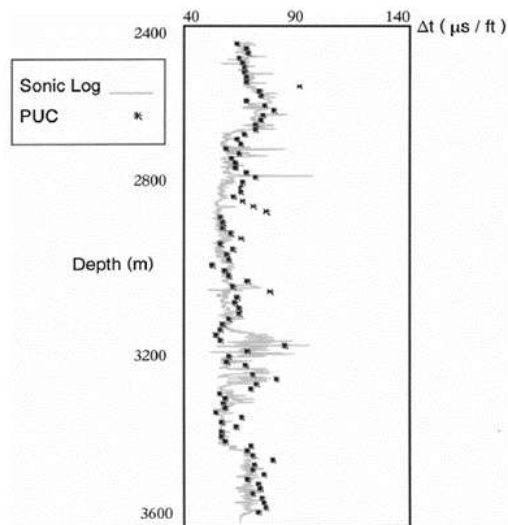
**Figura 14.** Tiempo integrado de tránsito derivado del PUC y sísmica de pozo en función de la profundidad.



Tomado de Marsala (1997). Sonic While Drilling: Have You Thought About Cuttings?

Por su parte en el pozo “B” se obtuvieron muy buenos resultados al ser comparados los registros sónicos de pozo y los datos obtenidos por medio de PUC (Figura 15).

**Figura 15.** Comparación entre los datos PUC y el registro sónico de pozo, para el mismo intervalo en el pozo “B”



Tomado de Santarelli, F. 1998. Formation Evaluation from Logging on Cuttings.

**3.1.4. Conclusiones acerca del sistema puc.** Marsala (1997) concluye del sistema PUC que la medición de velocidades de ondas ultrasónicas en recortes es una forma relativamente económica de caracterizar las formaciones y que las mediciones realizadas demuestran que a pesar de su tamaño los recortes de perforación pueden llegar a ser muestras representativas. Postula además diferentes razones para explicar por qué las mediciones realizadas sobre los recortes son concordantes con las realizadas en núcleos y en pozo, esto a pesar de que estas muestras se pueden ver afectadas de múltiples formas durante el proceso de perforación:

- En cuanto a la liberación de la presión de poro, se sabe que afecta a los núcleos a partir de 4 ft de profundidad, esto cuando la permeabilidad de los núcleos es inferior de 0,1 a 0,01 mD, esto significa que un recorte de 1 mm es probable que experimente daños debido a la liberación de la presión de poro no drenada sólo cuando su permeabilidad sea inferior de  $10^{-5}$  a  $10^{-6}$  mD, lo cual es una condición reunida sólo por shales muy apretados. Visto desde esta perspectiva un recorte podría ser considerado al menos tan representativo como un núcleo.
- En términos de la diferencia de condiciones de presión entre el PUC y las mediciones clásicas de registro sísmico, recientes observaciones realizadas en núcleos de shales tienden a confirmar que en estas formaciones el estrés afecta el tiempo de tránsito sísmico sólo ligeramente.
- Para los efectos de escala (1 mm para PUC y 30 cm para registro sísmico) debería resultar en diferentes valores para las dos mediciones. Sin embargo, durante las correlaciones realizadas para los dos pozos se observó que estos efectos no fueron tan marcados como se esperaba. La afinación de laboratorio del método PUC ha demostrado que para los materiales homogéneos e isotrópicos, un efecto tal no existe en una escala de 1 mm a 50 mm, las mediciones de campo indican que este intervalo podría ampliarse a 300 mm.

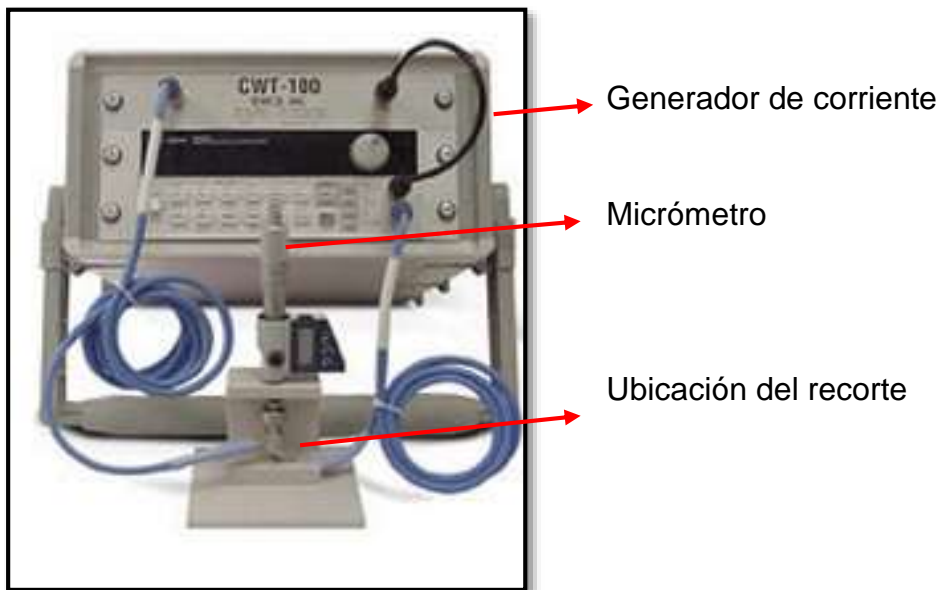
### **3.2. CONTINUOUS WAVE TECHNIQUE (CWT).**

Un instrumento similar al PUC fue diseñado por Nes (1998) y patentado por IKU Petroleum Research, éste fue denominado CWT (continuous wave technique) y a diferencia del PUC utiliza el tratamiento de ondas continuas en lugar de pulsos, teniendo así como diferencia entre las dos técnicas que en el sistema de pulsos la

perturbación en el origen se produce solo durante un cierto intervalo de tiempo, mientras en el sistema de onda continua la oscilación se repite durante tiempo indefinido.

Otra de las diferencias entre el PUC y el CWT es que este último utiliza un micrómetro digital, en el cual se ubican los dos transductores, permitiéndole cumplir la doble función de medir el espesor del recorte de perforación y a su vez asegurar la muestra, garantizando un buen contacto entre estos dos.

**Figura 16.** Esquema del sistema CWT.



Tomado de corelab.com

**3.2.1. Cálculo de la velocidad por medio del cwt.** El cálculo de la velocidad de propagación de las ondas ultrasónicas en la muestra se realiza en base a la gráfica obtenida por medio del osciloscopio (Figura 17), ésta representa la variación de la amplitud de la onda en función de la frecuencia de resonancia aplicada, siendo definida la velocidad por medio de la ecuación:

$$V = 2 \cdot L \cdot \Delta f \dots\dots\dots (8)$$

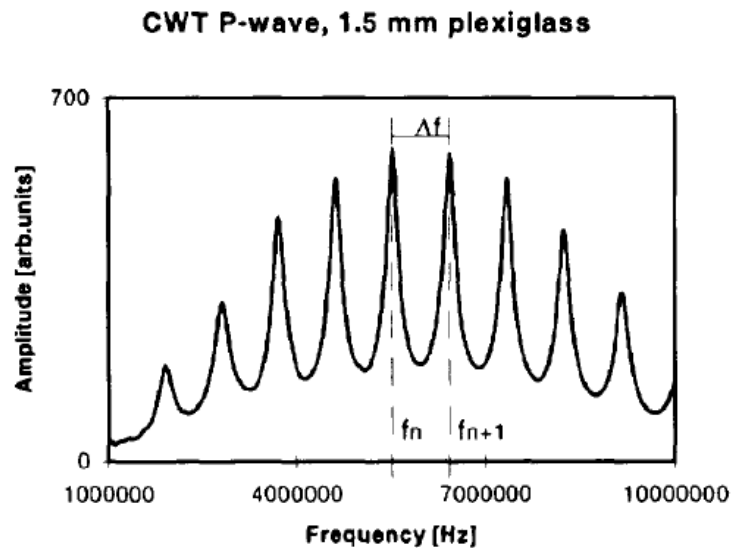
Donde:

$V$ : Velocidad de la onda (m/s)

$L$ : espesor de la muestra (m)

$\Delta f$ : Diferencia de la frecuencia entre dos resonancias consecutivas (Hz).

**Figura 17.** Espectro de resonancia (onda P) para una muestra de plexiglás de 1,5 mm de espesor. Dos de las resonancias están marcadas como ilustración.

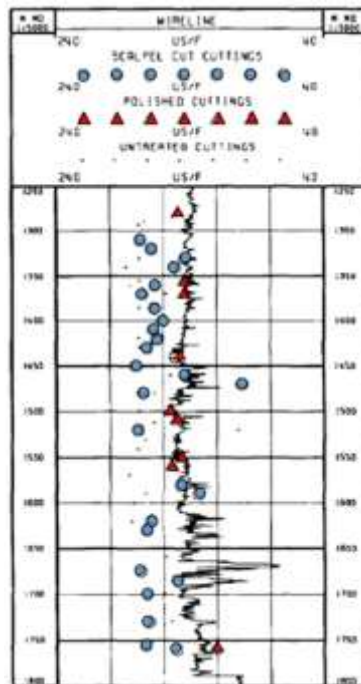


Tomado de Nes (1998). Rig Site and Laboratory Use of CWT Acoustic Velocity Measurements on Cuttings.

**3.2.2. Verificación del cwt en campo por parte de los fabricantes.** Una de las primeras compañías en poner a prueba la efectividad y el margen de error de las medidas obtenidas con el sistema CWT fue Norsk Hydro, quienes tomaron muestras de recortes de perforación para un intervalo de 10 m en un pozo vertical perforado en el Mar del Norte, las cuales fueron evaluadas mediante la técnica CWT, esto con el fin de comparar sus velocidades con las obtenidas mediante un registro sísmico realizado para el mismo intervalo. Dicho intervalo estuvo conformado principalmente por shales y algunos niveles calcáreos dispersos. Debido a la inestabilidad química y mecánica de los shales les resultó difícil obtener recortes suficientemente grandes y con la dureza necesaria sobre los cuales realizar el pulido requerido para lograr así las dos caras planas donde se ubican los piezoelectrónicos. Una preparación alternativa de las caras fue realizada por medio de un corte

realizado con bisturí, buscando así conseguir lados completamente paralelos. Los recortes que eran demasiado pequeños y suaves para permitir llevar a cabo este método alternativo, simplemente fueron aplastados en su lugar entre las superficies de los transductores. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 18, donde se observan los deltas de tiempo obtenidos en los tres tipos de recortes y los obtenidos mediante el registro sónico en el pozo.

**Figura 18.** Comparación entre los deltas de tiempo obtenidos mediante el registro sónico y los obtenidos mediante el sistema CWT a partir de los recortes de perforación. “Recorte Pulido” ▲ “Recorte cortado con bisturí” ● “Recorte no tratado”



Tomado de Nes (1998). Rig Site and Laboratory Use of CWT Acoustic Velocity Measurements on Cuttings.

Los resultados muestran que los mejores datos se obtuvieron en aquellos recortes que tenían un espesor y dureza suficiente para ser preparados y generar en ellos las dos caras planas, mostrando con esto que al igual que en el sistema PUC, la principal limitación de la técnica es el tamaño de los recortes, los cuales se aconseja tengan un espesor mayor a 2.5 mm, medidas que permitirán realizar de forma más confiable el pulido de las caras. Teniendo así que ésta técnica tampoco permitiría evaluar los recortes de shales promedio que obtiene hoy día ECOPETROL.

### 3.3. NANOINDENTACIÓN.

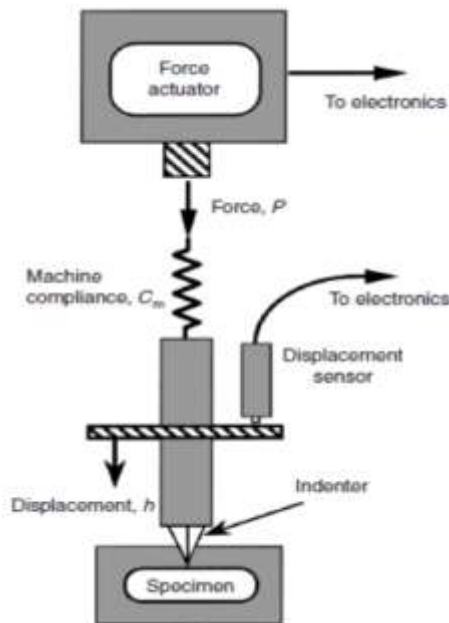
Se observa como la principal limitación de los sistemas PUC y CWT es el no poder evaluar con un margen de error aceptable recortes de perforación con dimensiones inferiores a 2.5 mm; una técnica que le da solución a dicha limitación es la nanoindentación, ésta fue desarrollada inicialmente por Brinell hacia 1900, pero a una escala micro, conociéndose entonces como microindetación o indentación. La nanoindentación presenta como principal ventaja el hecho de requerir una cantidad muy pequeña de muestra para poder llevar a cabo la evaluación mecánica; su nombre deriva del hecho de que la profundidad de investigación está en el rango nanométrico (Meza, 2004). Ésta técnica de laboratorio se ha hecho popular en la caracterización de las propiedades mecánicas de las rocas debido a la simplicidad de la prueba, el corto tiempo que toma realizarla y el bajo costo comparado con otras pruebas mecánicas.

La nanoindentación proporciona un medio para obtener el módulo de Young y la dureza de la roca a partir de los recortes de perforación con tamaños incluso por debajo del milímetro. Diferentes estudios, como los realizados por Shukla (2014) han demostrado que las mediciones obtenidas mediante ésta técnica son fiables y concuerdan bien con otras medidas estándar. Además, los datos que ofrece se hacen de gran ayuda a la hora de querer diseñar etapas de fracturamiento, ya que el módulo de Young estático proporciona un estimado de la rigidez de la roca, y la dureza de la misma marca la propagación de la fractura; teniendo que si la intensidad del esfuerzo aplicado coincide con la dureza del material, entonces la fractura se propagará. (Adachi, 2007; Calderón, 2014).

**3.3.1. Aplicación de la técnica de nanoindentación.** La Figura 19 muestra el esquema de un nanoindentador, en éste el penetrador se mueve con la ayuda de un imán y su desplazamiento en la dirección vertical se mide usando un sensor de desplazamiento. Hay una etapa mecanizada en la cual se posiciona la muestra bajo el penetrador y con la ayuda de un microscopio óptico se selecciona dentro de la muestra la ubicación del punto a indentar. Fuerzas tan pequeñas como 1 nN se pueden aplicar y desplazamientos tan pequeños como 0,1 nm se pueden medir. Para llevar a cabo este procedimiento los recortes son lavados con acetona durante un corto período de tiempo, posteriormente son introducidos en moldes generalmente de 1 pulgada, los cuales se rellenan con resina epoxica (Figura 20). El epoxico debe ser lo suficientemente viscoso para reducir al mínimo su intrusión en los recortes, éste se deja reposar aproximadamente durante 24 horas. Posteriormente se pulen, esto con el fin de que las caras de los recortes queden expuestas y completamente planas de forma tal que el contacto con el nanoindentador sea completamente perpendicular, éste es un paso

importante porque indentaciones realizadas sobre una superficie ondulada darán lugar a una gran desviación en los resultados.

**Figura 19.** Esquema de un nanoindentador, en el que se representan sus partes principales.



Tomado de Shukla (2013). Nanoindentation Studies on Shales.

Un solo experimento de nanoindentación conlleva la aplicación de la carga sobre la muestra (el usuario especifica la fuerza a aplicar o la profundidad de penetración) y posteriormente, una descarga. La Figura 20 muestra un ciclo de carga-descarga típico obtenido para un solo recorte, en éste se representa la carga aplicada en cualquier instante contra el desplazamiento instantáneo del penetrador. Todos los cálculos de módulo de Young y la dureza de la muestra se efectúan a la carga pico.

Una vez medido el desplazamiento del penetrador y conociendo la geometría propia del mismo, es posible calcular el área indentada. La dureza de penetración, la cual se puede calcular mediante la ecuación (9), es la resistencia de una muestra a la deformación debido a una carga de compresión aplicada por un penetrador agudo (Shukla, 2014) y está definida como la relación de la carga pico sobre el área de indentación registrada:

$$H = \frac{P}{A} \dots\dots\dots (9)$$

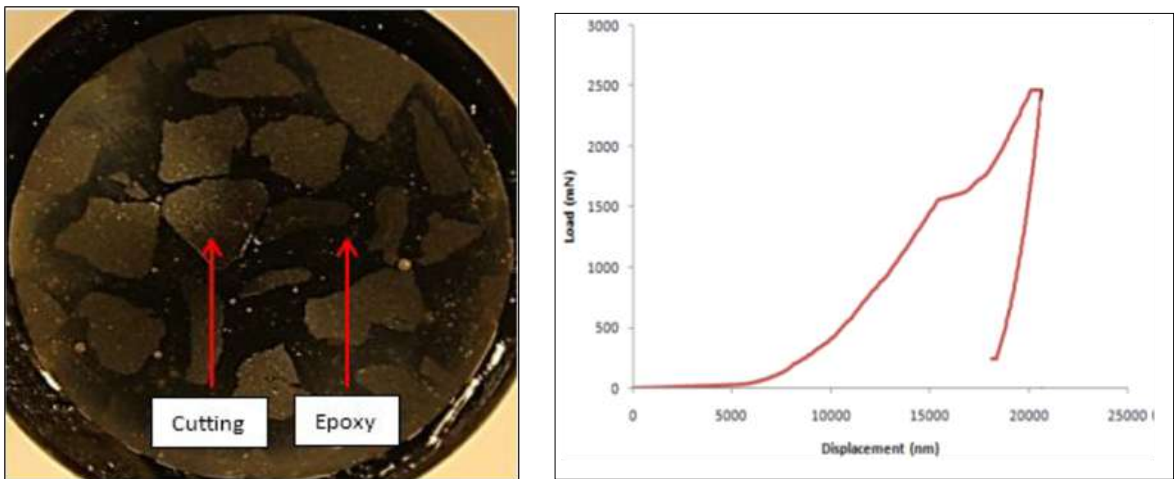
Donde:

**H:** Dureza de la muestra. (mN/nm<sup>2</sup>)

**P:** Carga máxima aplicada. (mN)

**A:** Área de penetración. (nm<sup>2</sup>).

**Figura 20.** Molde con resina epoxica y recortes de perforación (izquierda). Típica curva de carga-descarga durante un experimento de nanoindentación (derecha).



Tomado de Shukla, 2013. Nanoindentation Studies on Shales.

La rigidez de un cuerpo elástico es la medida de la resistencia a la deformación. Los objetos que tienen altos módulos de Young tienen una alta rigidez y una curva de descarga muy empinada. La expresión de la rigidez viene dada por la ecuación (3).

$$\frac{dP}{dh} = 2E * \sqrt{\frac{A}{P}} \quad (3)$$

Donde:

$\frac{dP}{dh}$ : es la pendiente de la curva de descarga en carga pico (mN/nm).

**E \*:** es el módulo de Young reducido, el cual indica que los desplazamientos se producen tanto en la muestra como en el penetrador.

Por su parte el módulo de Young puede ser calculado en base a la ecuación (10).

$$\frac{1}{E} = \frac{1-\nu_i^2}{E_i} + \frac{1-\nu''^2}{E''} \dots\dots\dots(10)$$

Donde:

- $\nu_i$** : Relación de Poisson de la muestra.
- $\nu''$** : Relación de Poisson del indentador.
- $E''$** : Módulo de Young del indentador (GPa)
- $E_i$** : Módulo de Young de la muestra (GPa)

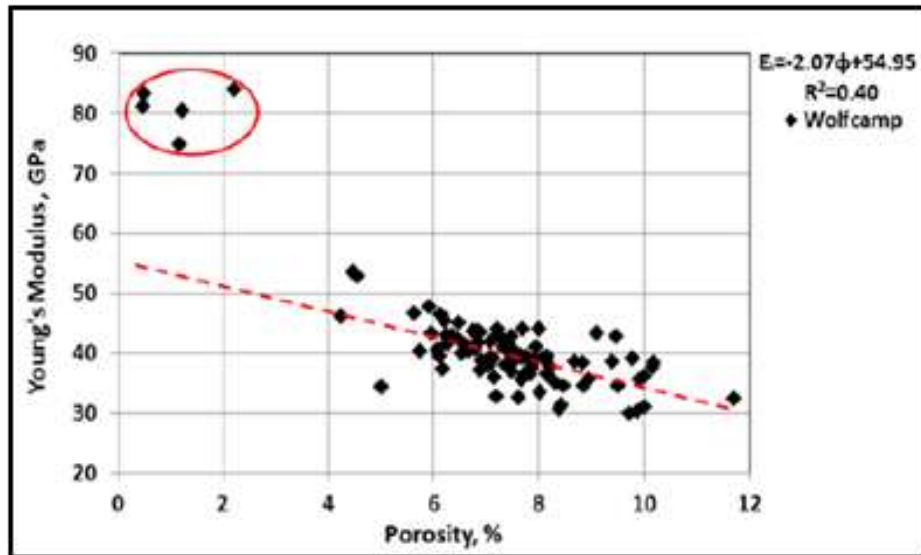
La relación de Poisson para la muestra tiene que ser asumida. Hay y Pharr (2000) han señalado en su artículo que al generar con esta suposición una diferencia de  $\pm 0.1$  en el dato de la relación de Poisson, solo se causará una incertidumbre del 5% en el módulo de Young.

Múltiples estudios muestran como la técnica de nanoindentación permite determinar de forma confiable el módulo de Young y la dureza de la roca, parámetros que como ya se ha mencionado son esenciales a la hora de realizar un diseño de etapas de fracturamiento. Esta técnica se hace ideal para evaluar recortes de shale con espesores inferiores a 1 mm, esto gracias a que necesitan solo pequeñas muestras para llevar a cabo las pruebas.

### **3.4. MEDICIÓN DE PROPIEDADES INDIRECTAS.**

Aunque la porosidad y la permeabilidad no son directamente propiedades mecánicas, sí se puede a partir de ellas estimar algunos parámetros mecánicos como el módulo de Young. Esto gracias a correlaciones realizadas por algunos autores, tales como Shukla (2013), quien documento la variación del módulo de Young en función de la porosidad en algunos shales pertenecientes a formaciones de Estados Unidos. Shukla obtuvo una relación inversa, es decir, a mayor porosidad se tendrán menores módulos de Young y por ende rocas menos frágiles (Figura 21).

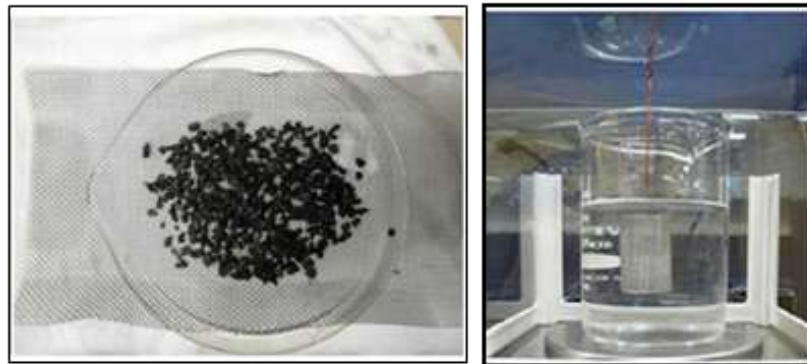
**Figura 21.** Módulo de Young en función de la porosidad en shales de la Formación Wolfcamp en USA.



Tomado de Shukla (2013). Nanoindentation Studies on Shales.

**3.4.1. Adaptación de la norma api rp- 40 para la medición de la porosidad en recortes.** Ortega y Aguilera (2012) lograron estimar la porosidad en recortes de perforación de areniscas apretadas, esto adaptando la Norma API RP-40, la cual estipula el procedimiento para la determinación de esta propiedad pero en núcleos. Para llevar a cabo dicho procedimiento limpian los recortes con solvente para liberarlos de los fluidos que puedan contener. Después se introducen en una malla y se someten a un proceso de saturación con un líquido de densidad conocida (salmuera) bajo condiciones de vacío (el líquido y / o la salinidad de la salmuera debe seleccionarse con base en la mineralogía y litología, esto para evitar la hinchazón de algunas arcillas u otras reacciones que puedan afectar significativamente la porosidad). El peso saturado se registra y el volumen aparente se determina usando el montaje de la Figura 22.

**Figura 22.** Montaje necesario para saturar y pesar los recortes de perforación.



Tomado de Ortega (2012). Use of Drill Cuttings for Improved Design of Hydraulic Fracturing Jobs in Horizontal Wells.

La muestra finalmente es llevada a un horno a 120 grados Celsius y se registra su peso después de 3 horas de secado. Ya con esto se puede determinar la porosidad (PHI) con las ecuaciones 11, 12 y 13.

$$\mathbf{PV:} \frac{\text{peso muestra saturada} - \text{peso seco}}{\text{densidad del liquido saturante}} \dots\dots\dots (11)$$

$$\mathbf{BV:} \frac{\text{peso inmerso}}{\text{densidad del liquido de inmersión}} \dots\dots\dots (12)$$

$$\mathbf{PHI:} \frac{PV}{BV} \dots\dots\dots (13)$$

Donde:

**PV:** Volumen de poros (cm<sup>3</sup>)

**BV:** Volumen total (cm<sup>3</sup>)

**PHI:** porosidad (fracción)

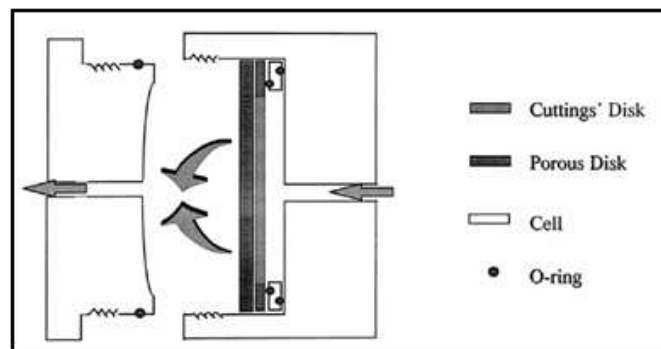
Esta técnica presenta la gran ventaja de que los instrumentos necesarios para llevarla a cabo son fáciles de conseguir y el procedimiento es fácilmente

reproducibles, sin embargo, surgen algunas dudas sobre los resultados que se pueden obtener al aplicarla sobre recortes de shales, esto teniendo en cuenta que Ortega (2012) la aplicó sobre areniscas apretadas y que los shales pueden llegar a presentar permeabilidades mucho más bajas; es así como surge la inquietud de si el líquido lograra saturar completamente los poros de los recortes, y que tan pequeño puede llegar a ser el cambio en el peso después de saturados, esto previendo la sensibilidad de la báscula a utilizar para registrar dicho peso.

Después de haber obtenido un valor de porosidad mediante los recortes se procede a ingresar dicho valor en una correlación previamente obtenida entre la porosidad y un parámetro mecánico como lo es el módulo de Young.

**3.4.2. Celda “marcel” para la medición de la permeabilidad en recortes.**  
Santarelli (1998) patentó una celda especializada para medir la permeabilidad de los recortes de perforación (Figura 23), y aunque al igual que la porosidad ésta no es directamente un parámetro mecánico, sí es la propiedad que se busca aumentar en las formaciones al realizar el proceso de fracturamiento hidráulico.

**Figura 23.** Esquema de la celda "Marcel" diseñada para medir la permeabilidad en recortes.



Tomado de Santarelli (1998). Formation Evaluation from Logging on Cuttings.

La celda y el procedimiento fueron contruidos desde cero, para lograr la medición de la permeabilidad los cortes fueron incrustados en una resina acrílica, teniendo cuidado de alinearlos con su mayor dimensión paralela a la cara del disco, el cual fue entonces pulido con una máquina de molienda utilizada para la preparación de secciones delgadas, esto con el fin de que las caras de los recortes quedaran

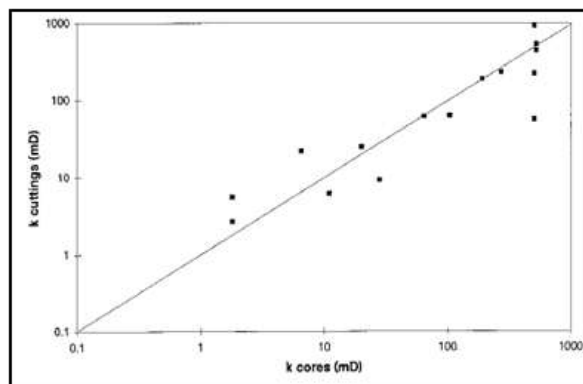
expuestas. En esta etapa, la superficie de corte abierta en ambos lados del disco fue medida de forma manual con papel milimetrado transparente o automáticamente con un analizador de imágenes.

Posteriormente se inyecta un fluido (gas o salmuera), pasando este flujo sólo a través de los recortes ya que la resina es completamente impermeable. Mediante el registro de la velocidad de flujo y las presiones aguas arriba y aguas abajo, es decir, registrando la caída de presión del flujo, se establece la permeabilidad. Dos configuraciones específicas se han dado a la celda: una en la que las medidas son realizadas bajo condiciones de flujo en estado estacionario con gas como un fluido y que se utiliza principalmente para rocas permeables; y otra en el que las mediciones se realizan bajo condiciones transitorias de flujo (técnica de pulso) con salmuera como fluido, la cual se utiliza principalmente para shales.

Considerando que la primera configuración está dirigida a resolver los problemas relacionados con la producción, el segundo tiene por objeto el tratamiento de problemas de perforación, en particular, los aspectos de inestabilidad del pozo en el que la permeabilidad del shales desempeña un papel importante (Santarelli, 1998).

La puesta a punto de la técnica de laboratorio se realizó con cerámica y rocas de propiedades conocidas. La figura 24 muestra la buena comparación entre la permeabilidad medida en plugs y la que se determinó a partir de los recortes generados artificialmente.

**Figura 24.** Correlación de la permeabilidad determinada en núcleos y la obtenida en recortes sintéticos.

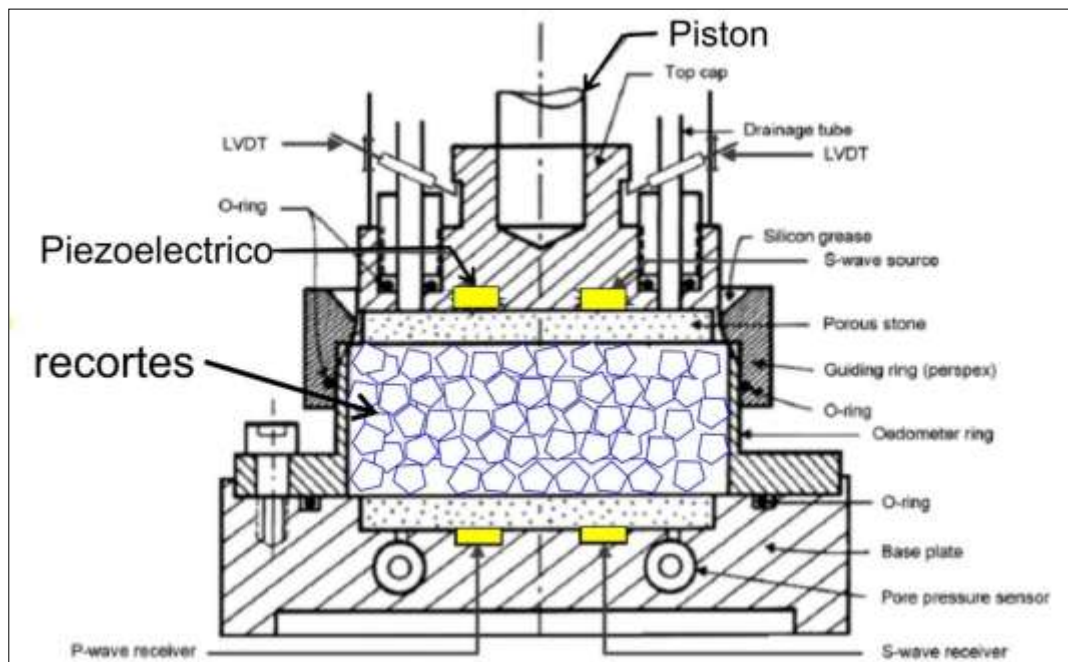


Tomado de Santarelli (1998). Formation Evaluation from Logging on Cuttings.

### 3.5. CELDA DE COMPACTACIÓN INTEGRADA CON SISTEMA DE ULTRASONIDO.

Otra de las técnicas que fueron documentadas para la evaluación de muestras pequeñas se trata de una celda de compactación integrada con sistema de ultrasonido, la cual fue diseñada por el Instituto Noruego de Geotecnia (NGI), ésta permite realizar pruebas de ultrasonido sobre la muestra a medida que es compactada, permitiendo así registrar el cambio de velocidad de las ondas “p” y “s” a través de la muestra según el grado de compactación. La celda consta de un área edométrica de 20 cm<sup>2</sup> y una altura de 30 mm (Figura 25). Tiene un área interior altamente pulida para evitar al máximo la fricción de la muestra con las paredes al momento de la compactación. Las tapas superior e inferior, ambas hechas de acero inoxidable están provistas de discos porosos de 2 mm de espesor conectados a dos tubos de drenaje que permiten que el exceso de presión de poro se disipe. El diámetro de la tapa superior es 0.15 - 0.25 mm menor que el diámetro del anillo edométrico interior. Un sensor de presión de poros se utiliza para controlar la misma en la parte inferior de la muestra.

**Figura 25.** Celda edométrica integrada con un sistema de ultrasonido.



Tomado y modificado de Nazmul (2007).

**3.5.1. Parámetros para la fabricación de la celda edométrica.** Para minimizar la disipación de la energía de la onda causada por fenómenos de difracción, dispersión y reflexión, Nazmul (2007) tomó en cuenta las siguientes precauciones en el diseño de la celda edométrica y en la preparación de las muestras:

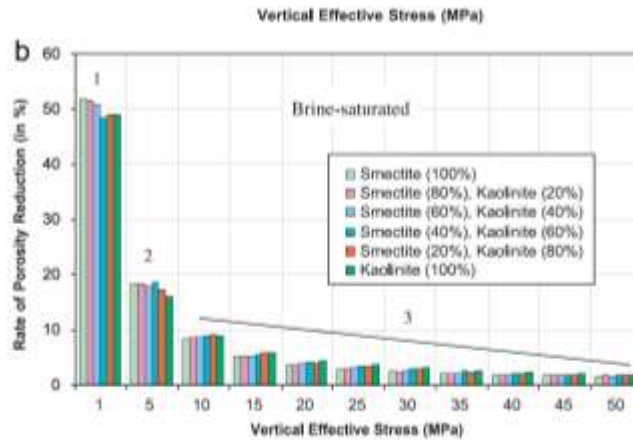
- a) Para evitar el efecto de guía de onda y la difracción geométrica, el radio de la muestra ( $r$ ) debe ser mayor que la longitud de onda ( $\lambda$ ), es decir:  $r > 4 \lambda$  (Anderson, 1961; Schreiber, 1973; Nazmul, 2007).
- b) Para asegurar la transmisión completa del pulso ultrasónico a través de la muestra desde la fuente hasta el receptor, la longitud de la muestra (altura:  $h$ ) debe ser mayor que la longitud de onda ( $h > \lambda$ ). (Kolsky, 1953; Nazmul, 2007).
- c) Para evitar la dispersión por el fluido de poro o los granos en las muestras, la longitud de onda debe ser al menos tres veces mayor que los granos o poros más grandes en la muestra ( $D$ ); ( $\lambda > D$ ) (Plona y Tsang, 1978; Nazmul, 2007).
- d) Para evitar la cancelación de la primera amplitud por la interferencia con las ondas reflejadas por las paredes laterales de la muestra, la longitud de la misma debe ser por lo menos cinco veces menor que el diámetro de la muestra ( $h < 5d$ ).

**3.5.2. Pruebas de ultrasonido mediante la celda edométrica por parte de los fabricantes.** Las pruebas de compactación realizadas por Nazmul (2007) por medio de la celda edométrica se llevaron a cabo sobre agregados minerales de arcilla (esmética, caolinita y mezclas de estos dos), tanto secas como saturadas con salmuera.

En la imagen 26 se muestra como disminuye el porcentaje de porosidad para cada uno de los agregados a medida que se aumenta el esfuerzo, esta disminuye en un 50% con el primer Megapascal de esfuerzo aplicado. Se supone que la compresibilidad de grano individual es insignificante en comparación con la compresibilidad de la mayor parte de las arcillas, de manera que los cambios de volumen de poro pueden considerarse igual a los cambios de volumen a granel de las muestras. Los cambios en la porosidad como una función de la tensión efectiva se midieron a partir del volumen

expulsado de aire o de la salmuera para muestras secas y saturadas, respectivamente.

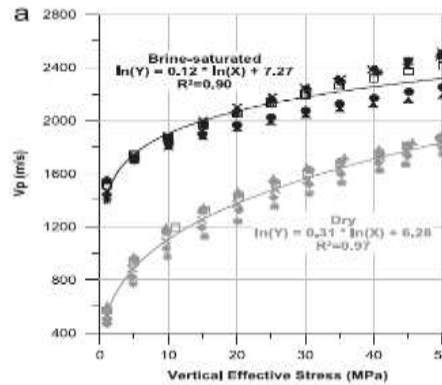
**Figura 26.** Porcentaje de porosidad en función del esfuerzo aplicado para los diferentes porcentajes de esmectita y caolinita.



Tomado de Nazmul (2007).

En la figura 27 se observa como la velocidad de la onda “p” dependen del esfuerzo aplicado y por ende del porcentaje de porosidad. La compactación mecánica de las muestras saturadas se produce mucho más rápido que en las muestras secas. Las alturas iniciales de las muestras saturadas eran 30 mm y la altura final se registró en el rango de 8-10 mm.

**Figura 27.** Vp en función del esfuerzo aplicado para muestras secas (gris) y muestras saturadas (negro).



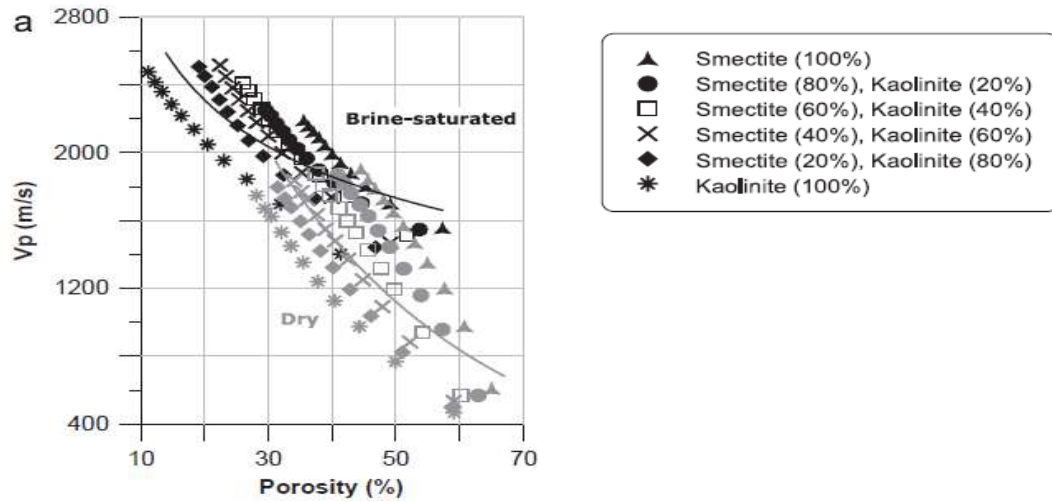
Tomado de Nazmul (2007).

Las arcillas secas son menos compresibles que las arcillas húmedas debido a que el fluido disminuye en cierta medida la fricción entre los granos al ser compactados, permitiendo que el esfuerzo aplicado sea más efectivo y haya una menor disipación de energía por efectos de fricción; a su vez la mayor compactación de las muestras húmedas provoca un aumento en la propagación de la velocidad de las ondas (Nazmul, 2007).

Por su parte en la figura 28 se observa como a medida que se compacta cada una de las muestras se va reduciendo el porcentaje de porosidad presente en ellas, con lo cual se genera un aumento en la velocidad de propagación de las ondas, demostrando con esto y con las diferentes mezclas minerales, que la velocidad de propagación de las ondas en los materiales está controlada principalmente por:

- La composición mineral de la muestra.
- El porcentaje de porosidad.
- El tipo de fluido presente en los poros.

**Figura 28.** Vp en función de la porosidad. En gris el resultado para muestras secas y en negro para muestras saturadas.



Tomado de Nazmul (2007).

De igual forma en esta grafica se observa como los resultados obtenidos para cada muestra tienen una tendencia clara que permite obtener una curva matemática que define el comportamiento de cada una de ellas.

#### **4. ANÁLISIS DE LAS DIFERENTES TÉCNICAS CONSULTADAS Y SELECCIÓN DE LA TÉCNICA QUE SE ADAPTARA.**

En la tabla 3 se resaltan las ventajas y desventajas que tienen las diferentes técnicas documentadas durante en la revisión bibliográfica, lo cual se hace con el fin de establecer la viabilidad de adaptación que presenta cada una de ellas para ser implementadas en recortes de shales con espesor promedio de 1 mm. En base a éstas se puede concluir:

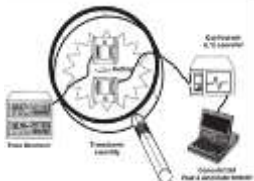
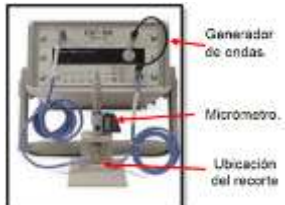
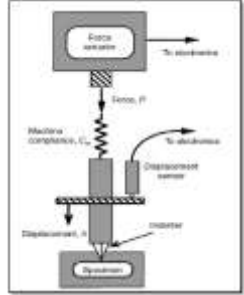

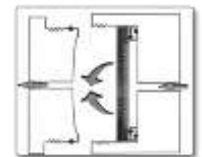
- Los sistemas PUC y CWT son una buena adaptación del método clásico pulso-velocidad, y a pesar de no permitir evaluar con un margen de error aceptable recortes de espesores inferiores a 2.5 mm, sí dejan abierta la posibilidad de intentar construir un pequeño disco o plug a partir de los recortes, lo cual contrarrestaría en un principio el problema de necesitar piezoeléctricos muy pequeños y de alta frecuencia, los cuales como ya se mencionó se hacen necesarios para que por lo menos una longitud de onda abarque el espesor de la muestra y para que el transductor no sea más grande que el recorte, esto con el fin de garantizar que la onda se propague por completo dentro del material a evaluar y así disminuir el margen de error.
- Los sistemas PUC y CWT constituyen las herramientas que permiten generar una evaluación mecánica más completa, ya que con ellas se puede estimar mediante correlaciones los principales parámetros mecánicos, de allí la importancia de intentar adaptar la prueba de ultrasonido y las muestras mediante la construcción de discos o plugs para su evaluación con este método.
- La celda de compactación integrada con el sistema de ultrasonido representa una buena posibilidad a la hora de intentar adaptar una metodología para realizar pruebas de ultrasonido sobre recortes de espesor inferiores a 1 mm y que sean pertenecientes a un mismo punto dentro de la formación, intentando obtener mediante esta un estimado del valor de las ondas p y s.
- La nanoindentación constituye una excelente técnica para la evaluación de recortes de perforación con tamaños inferiores a un 1 mm. La determinación del módulo de Young y la dureza de las muestras mediante ésta contribuyen en gran medida al diseño de etapas de fracturamiento, además la relativa facilidad de las pruebas hacen de este método una buena herramienta para evaluar las formaciones perforadas, siendo así una de las técnicas de mayor ventaja, esto a

pesar de la gran inversión económica que representaría la adquisición del nanoindentador.

- La evaluación de propiedades no mecánicas como la porosidad y la permeabilidad en recortes de perforación, y la estimación de parámetros mecánicos en base a éstas, representan una opción indirecta de caracterización de las formaciones, sin embargo, en este trabajo se buscó implementar en shales la adaptación de la Norma API RP- 40 realizada por Ortega (2014), esto con el fin de estimar la porosidad de los recortes de shales, observando que este tipo de litología no resiste las condiciones de saturado; los recortes después de algunas horas de estar sumergidos en agua destilada o en salmuera comienzan a desintegrarse y gran parte de ellos terminan por deshacerse antes de alcanzar a ser saturados completamente.
- Ante la imposibilidad de adquisición por parte del ICP de nuevos equipos como el nanoindentador se decide después de la revisión bibliográfica intentar adaptar una celda de compactación con sistema de ultrasonido integrado similar a la fabricada por el Instituto Noruego de Geotecnia (NGI), con lo cual se espera además plantear una metodología que permita mediante ésta evaluar con un margen de error aceptable los recortes de perforación de shales con espesores inferiores a 1 mm.

**Tabla 3.** Principales técnicas utilizadas para la evaluación de recortes de perforación. Se resaltan los parámetros estimados mediante cada una de ellas, así como sus ventajas y desventajas.

	<b>PUC (PULSE ULTRASONIC ON CUTTINGS)</b>	<b>CWT (CONTINUOUS WAVE TECHNIQUE)</b>	<b>NANOINDENTACIÓN</b>	<b>ADAPTACIÓN NORMA API-RP40</b>	<b>CELDA "MARCEL"</b>
<b>PARÁMETROS MEDIDOS</b>	Vp, Vs y <b>módulos elásticos</b> a partir de correlaciones.	Vp, Vs y <b>módulos elásticos</b> a partir de correlaciones	MY y la dureza de la muestra.	Porosidad y a partir de ésta se puede estimar el MY por medio de correlaciones.	Permeabilidad
<b>VENTAJAS</b>	Permite realizar una buena caracterización mecánica, ya que a partir de las velocidades de onda se pueden determinar el MY, CP, MR, entre otros.	Permite realizar una buena caracterización mecánica, ya que a partir de las velocidades de onda se pueden determinar el MY, CP, MR, entre otros.	Permite evaluar recortes con espesores inferiores a 1 mm.	Los instrumentos para las pruebas son fáciles de adquirir.	Determinación de la propiedad que se desea aumentar.
<b>DESVENTAJAS</b>	* Cuando es aplicado en recortes con espesor inferior a 2.5 mm los datos generados no son muy confiables.	* Cuando es aplicado en recortes con espesor inferior a 2.5 mm los datos generados no son muy confiables.	* Alto costo del instrumento.	* Los recortes de shales no soportan el proceso de saturación.	* La celda tiene que ser fabricada desde cero.

	* El procedimiento para pulir las dos caras del recorte es difícil de realizar en muestras tan pequeñas, lo cual aumenta el margen de error.	* El procedimiento para pulir las dos caras del recorte es difícil de realizar en muestras tan pequeñas, lo cual aumenta el margen de error.	* Solo permite determinar dos parámetros mecánicos.	* No se sabe que tan pequeño puede ser el aumento en el peso de los recortes después de saturados.	* En el artículo no dan a conocer las fórmulas para estimar la permeabilidad.
	* Los piezoeléctricos pequeños y de alta frecuencia necesarios para realizar las pruebas son costosos y difíciles de conseguir.				
<b>DISTRIBUIDOR Y PRECIO</b>	Fue patentado por la compañía AGIP (ENY) en 1998, pero jamás llegó a ser comercializado.	Corelab, Houston, Texas. Precio exworks: USD 49.235	Fischer-Cripps Laboratories Pty Ltd. New South Wales, Australia. Precio: USD 97.000	Ya se cuenta con estos equipos.	Fue patentado por la compañía AGIP (ENY) en 1998, pero no llegó a ser comercializada.
<b>ESQUEMA</b>					

\* **MY**: Módulo de Young. \* **CP**: Coeficiente de Poisson. \* **MR**: Módulo de Rigidez.

## 5. DISEÑO EXPERIMENTAL Y METODOLOGÍA A SEGUIR.

El diseño experimental planteado está basado en la fabricación de una celda edométrica integrada con un sistema de ultrasonido, similar a la diseñada por el Instituto Geotécnico Noruego (NGI) y descrita en el apartado 4.5. Dicha celda permitirá realizar simultáneamente las pruebas de ultrasonido y compactación de los recortes de perforación, superando con esto la limitación de aplicación de la prueba en muestras con tamaños inferiores a 2,5 mm.

Es así como se realizarán con la celda pruebas sobre recortes generados por medio de disgregación mecánica en cinco muestras cilíndricas de shale de 2,54 cm de diámetro y 5,8 cm de longitud (plugs) obtenidos de una formación del Cretácico y pertenecientes a pozos perforados en el Valle Medio del Magdalena, éstos han sido evaluados previamente con la técnica convencional de ultrasonido, por lo cual se cuenta con sus respectivos datos de velocidades acústicas y valores de módulos elásticos.

Se comenzará por disgregar las muestras a tamaño limo (0,0625 – 0,0312 mm), esto teniendo en cuenta que entre menor sea el tamaño del grano mayor será la compactación obtenida con el esfuerzo aplicado, llevará menos tiempo alcanzar dicha compactación y además ese es el tamaño de grano promedio a partir del cual se generó naturalmente la roca.

Con estas cinco pruebas se buscará inicialmente dar respuesta a la pregunta de si existe correlación entre los datos obtenidos por medio de ripios evaluados en la celda y los obtenidos en los plugs, y de ser así, se buscará ajustar la metodología utilizada para la evaluación de los recortes, ya que a la hora de plantear dicha metodología se debe tener en cuenta que la velocidad de propagación de las ondas se verá afectada por los siguientes parámetros:

1. La composición mineralógica, la cual no cambiará al disgregar los plugs y generar los ripios.
2. El tamaño de grano, para lo cual las muestras serán disgregadas a tamaño limo por tratarse de muestras de shale.

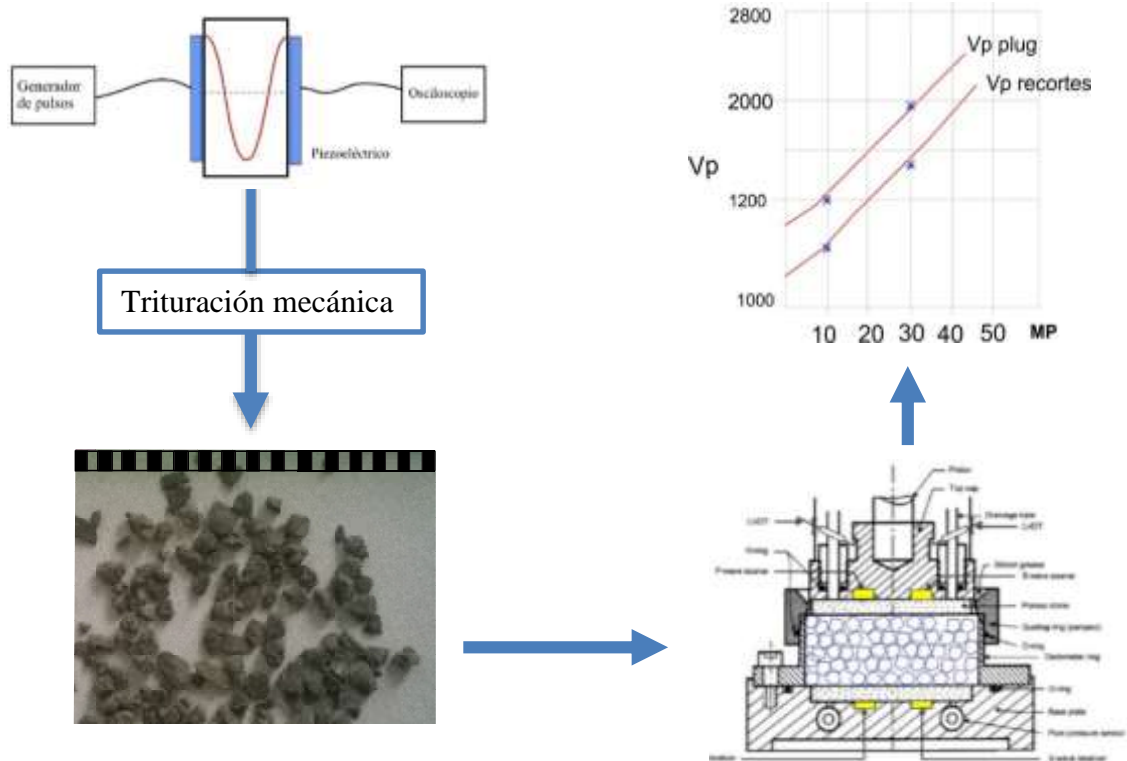
3. El tipo de fluido presente en los poros, el cual será solo aire por tratarse de muestras no saturadas.
4. La porosidad, la cual será la única variable en las pruebas, y que dependerá a su vez del esfuerzo aplicado sobre las muestras, teniendo que serán los dos factores a tener en cuenta a la hora de interpretar los datos obtenidos.

Además los resultados de velocidades dependerá en cierta medida de la interpretación (picado) que se haga a las ondas a la hora de calcular el tiempo de tránsito de la misma a través de la muestra, influyendo en ello la calidad de la onda obtenida, la presencia de ruido y la experiencia de la persona que realice el análisis.

Con esta metodología se podrá registrar como varía la velocidad de propagación de las ondas en función del esfuerzo aplicado sobre la muestra, es decir, en función de la porosidad de la misma, la cual irá disminuyendo a medida que aumente la fuerza. Se espera que dichos resultados al igual que los mostrados por Nazmul (2007) presenten una tendencia clara que permita generar una curva y su correspondiente ecuación matemática, la cual se buscará correlacionar con los resultados obtenidos en los plugs, y así obtener una correlación que posteriormente brinde la oportunidad de obtener las velocidades a partir solo de los datos obtenidos de los recortes, y con ello poder estimar los módulos elásticos.

Inicialmente se realizará sobre la primera muestra (código: 201080597) cuatro ciclos de carga-descarga de 0 a 5 KN y viceversa, esto con el fin de conseguir una compactación inicial de la muestra antes de iniciar con la aplicación de un quinto ciclo que irá de igual forma de 0 a 5 KN, ciclo durante el cual se realizará la prueba de ultrasonido y se registrarán las ondas cada 1 KN, obteniendo así cinco puntos con sus correspondientes datos de tiempo de tránsito. Posteriormente se analizarán los resultados obtenidos y de ser necesario se modificará la metodología antes de evaluar las otras cuatro muestras.

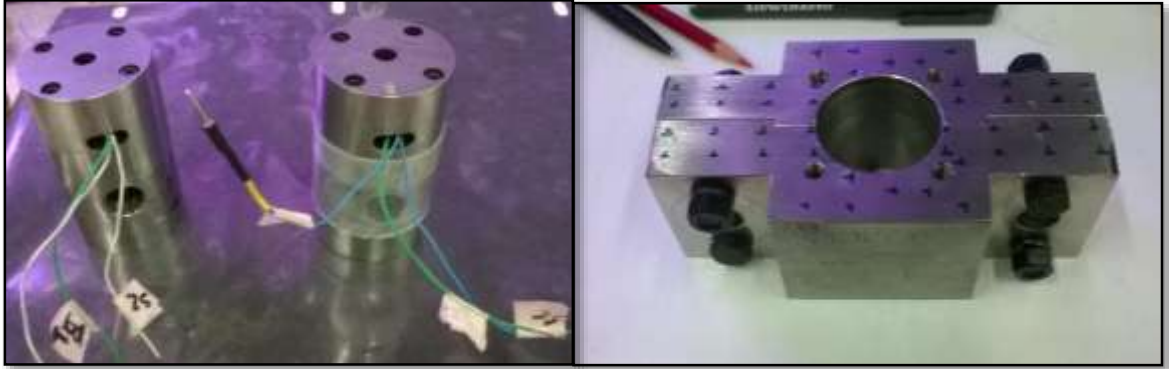
**Figura 29.** Esquema de la metodología a seguir.



### 5.1. CELDA DE COMPACTACIÓN CON SISTEMA DE ULTRASONIDO INTEGRADO A UTILIZAR EN LAS PRUEBAS.

Para el diseño de este sistema se recurrió a la utilización de unos “endcups” ya existentes en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), estos son básicamente unos pistones de acero inoxidable que tienen los componentes de ultrasonido integrado (Figura 30). Dichos “endcups” podrán ser utilizados como tapas de una celda de compactación también ya existente en el ICP.

**Figura 30.** Endcups de 3,8 cm de diámetro con sistema de ultrasonido incluido (izquierda) y la celda de compactación (derecha).



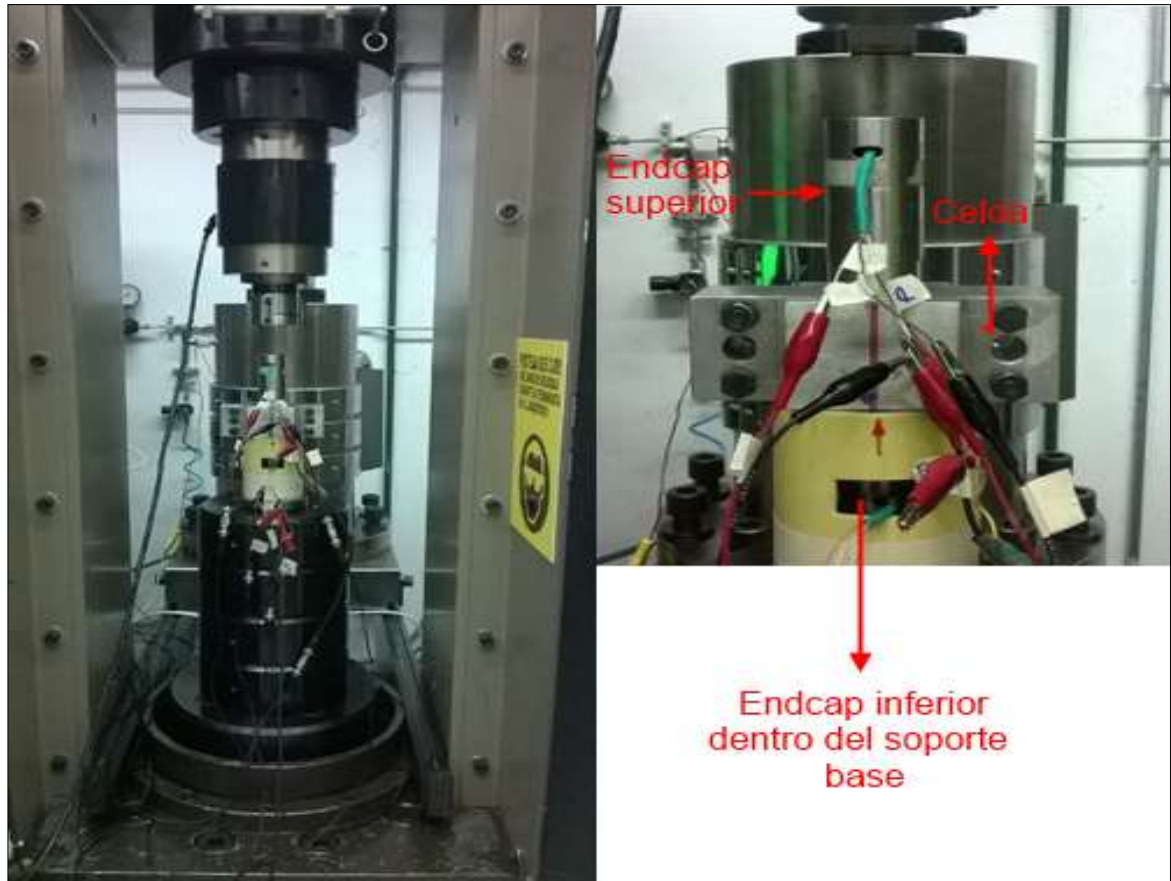
**Figura 31.** Montaje de la muestra dentro de una chaqueta de material termoencogible, utilizada para evitar la pérdida de muestra durante la compactación.



Esta celda tuvo que ser rectificada por encontrarse averiada, así mismo se hizo necesario recortarla, de tal forma que siguiera conservando su diámetro de 3.8 cm pero quedara solo de 5 cm de largo, ya que su longitud original era de 17 cm. Dicho

recorte se hizo con el objetivo de cumplir en cierta forma con las especificaciones planteadas por Nazmul (2007), citadas anteriormente.

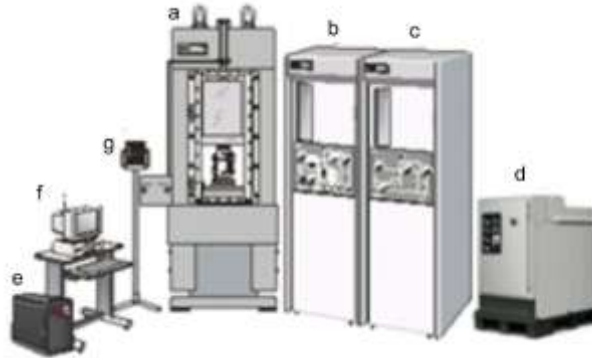
**Figura 32.** Montaje del sistema completo en la MTS.



## 5.2 SISTEMA MTS MODELO 815.

Para la aplicación de la carga sobre las muestras se utilizó el “Rock Mechanics Test System” modelo 815 (Figura 33), fabricado por la empresa MTS Systems Corporation. Este equipo también hace parte de los instrumentos ya existentes en el laboratorio de mecánica de rocas del ICP.

**Figura 33.** Sistema MTS Modelo 815.



Tomado de Mateus (2005).

El sistema MTS ofrece la ventaja de poder aplicar carga con velocidad constante, con lo cual se ira expulsando el aire contenido en los espacios vacíos existentes entre los recortes (porosidad interparticula) de tal forma que se registrarán datos de velocidad en función de la carga aplicada y la variación de la porosidad, esto teniendo presente que en la aplicación de pruebas de compactación sobre agregados de muestras pequeñas la variación de la porosidad intraparticula puede ser considerada como despreciable en comparación con la variación de la porosidad interparticula, por ende la disminución del volumen es igual al volumen de agua o de aire expulsado en muestras húmedas y secas, respectivamente, ya que el volumen del material sólido sigue siendo el mismo durante todo el proceso de compactación. Esto se explica gracias al hecho de que los fluidos presentes entre las partículas son mucho más compresibles que el mismo material rocoso que conforma las muestras, lo cual permite que en primer lugar sean expulsados los fluidos presentes entre los recortes antes que estos comiencen a disminuir su volumen como producto de la expulsión de los fluidos ubicados al interior de los granos (Jones, 1944; Nazmul, 2007).

## 6. RESULTADOS, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LA FASE EXPERIMENTAL.

Como se mencionó en el capítulo anterior la primera muestra a evaluar pertenece a una formación del Cretácico y fue extraída de un pozo perteneciente al Valle Medio del Magdalena, sobre esta se realizaron 4 ciclos iniciales de carga-descarga de 0 a 5 KN, esto con el fin de generar sobre ella una compactación inicial que diera mayor efectividad a la prueba de ultrasonido y que permitiera obtener ondas de mejor calidad.

**Tabla 4.** Datos iniciales de la muestra 201080597 en el montaje celda-endcaps.

Código de la muestra	201080597	
Profundidad de extracción	9684.46	ft
Longitud inicial	14,21	mm
Diámetro de la muestra	36,64	mm
Diámetro con chaqueta	38,1	mm
Masa	25	g
Tasa de ascenso de Fuerza	0,25	KN/min

Al realizar el montaje de la muestra dentro de la celda y realizar una compactación previa se tomó una medida inicial de 14,21 mm, un diámetro de 36,64 mm y una masa de 25 gr, medidas a partir de las cuales se comenzó a realizar el primer ciclo de carga-descarga de 0 a 5 KN.

### 6.1. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA MUESTRA 201080597

En las tablas 5, 6 y 7, se presentan los resultados obtenidos para esta muestra, y en el anexo 1 (documento Excel) se registran todos los datos de tiempo, velocidades y módulos elásticos de la misma, así como los gráficos de comparación correspondientes.

Para analizar los datos obtenidos en esta muestra se hizo necesario realizar una tabla de conversión de esfuerzos, ya que el plug o muestra intacta tenía un diámetro de una pulgada (25,4 mm) y la muestra reconstruida en la celda

contaba con un diámetro de 36,64 mm, lo que equivale a que las dos muestras fueron sometidas a diferentes esfuerzos aun cuando se les aplicó la misma fuerza en KN. La muestra disgregada fue sometida solo hasta 5KN de carga mientras que a la muestra intacta se le aplicó una fuerza de 16KN, valor en el cual la roca se fracturo.

**Tabla 5.** Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para la muestra disgregada 201080597.

ENDCAPS CROMODURO + PISTONES ONDA S									
Fuerza	Tiempo P	Tiempo S	Velocidad P	Velocidad S	M. Young S	R. Poisson S	M. Young S	M. Young S	Presión
kN	s	s	m/s	m/s	Pascales	N/A	PSI	GPa	PSI
1	1,02E-05	1,77E-05	1224,57	705,68	2,37E+09	0,2514	3,43E+05	2,37	137,5562116
2	9,10E-06	1,73E-05	1367,68	719,41	2,58E+09	0,3087	3,74E+05	2,58	275,1124232
3	8,50E-06	1,66E-05	1460,69	747,94	2,83E+09	0,3223	4,10E+05	2,83	412,6686348
4	7,90E-06	1,62E-05	1567,17	764,24	3,01E+09	0,3440	4,36E+05	3,01	550,2248464
5	6,40E-06	1,59E-05	1926,20	775,32	3,24E+09	0,4033	4,71E+05	3,24	687,781058

**Tabla 6.** Variación de la longitud de la muestra y la densidad en función de la fuerza aplicada, así como el tiempo de las ondas “s” y “p” a través de los endcaps y los pistones.

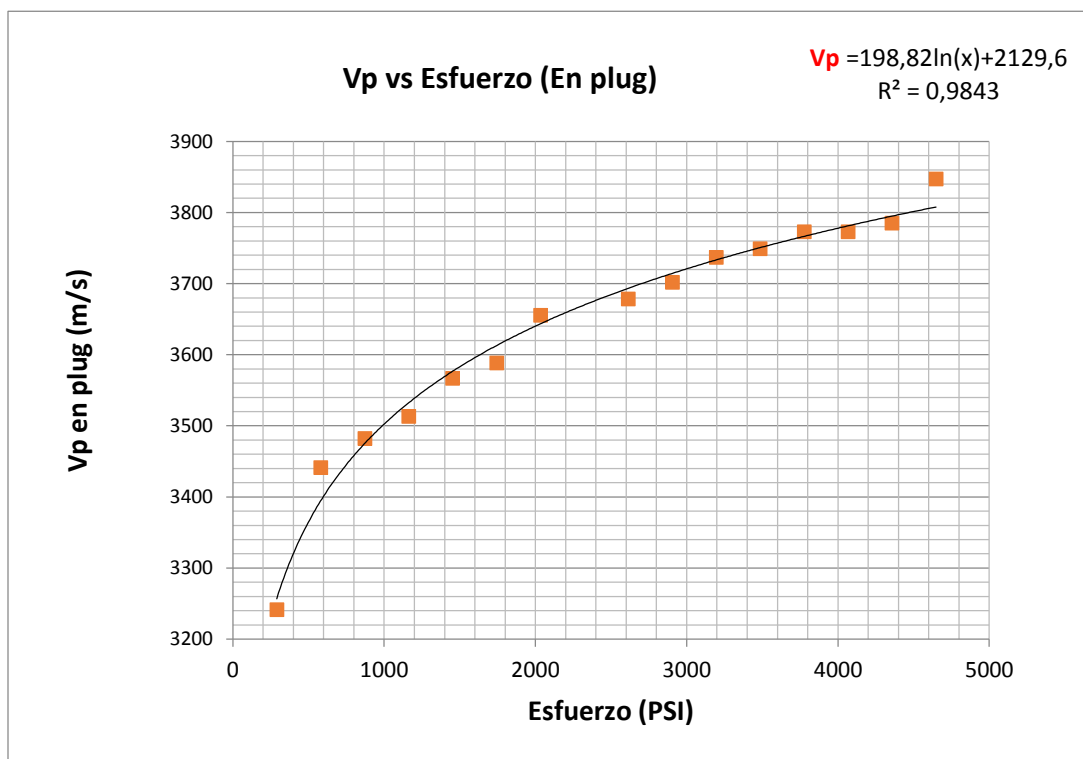
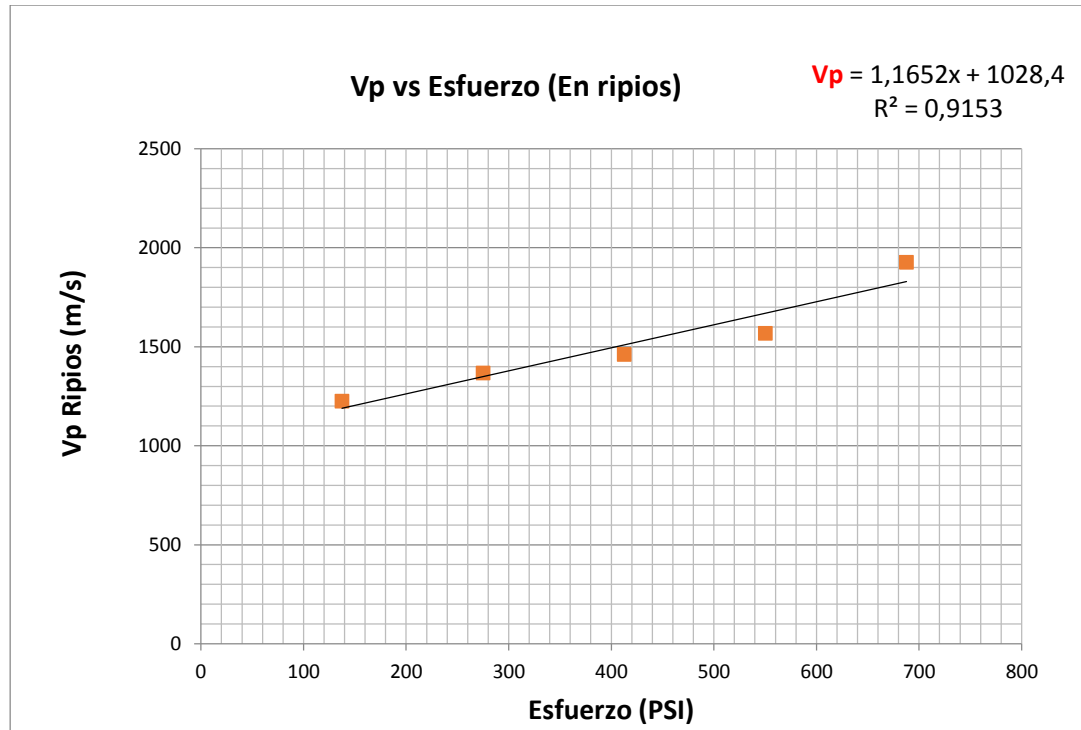
Fuerza	Longitud de la muestra	Densidad	Tiempo onda P e+p+m	Tiempo onda S e+p+m
KN	mm	Kg/m3	s	s
0	12,543	1890,305		
1	12,491	1898,263	3,14E-05	5,58E-05
2	12,446	1905,083	3,03E-05	5,54E-05
3	12,416	1909,692	2,97E-05	5,47E-05
4	12,381	1915,117	2,91E-05	5,43E-05
5	12,328	1923,353	2,76E-05	5,40E-05
Longitud Perdida mm.	<b>1,882</b>			
Longitud Perdida %	<b>13,247</b>			

\* **e:** endcup; **p:** pistones; **m:** muestra.

**Tabla 7.** Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para el plug de la muestra 201080597.

ENDCUPS ACERO ONDA S									
Fuerza	Tiempo P	Tiempo S	Velocidad P	Velocidad S	M. Young S	R. Poisson S	M. Young S	M. Young S	Presión
KN	s	s	m/s	m/s	Pascales	N/A	PSI	GPa	PSI
0	2,47E-05	-	-	-	-	-	-	-	0
1	2,44E-05	-	-	-	-	-	-	-	290,451
2	2,36E-05	3,96E-05	3441,20	2222,44	2,61E+10	0,1422	3,79E+06	26,14	580,902
3	2,34E-05	3,94E-05	3482,05	2243,69	2,67E+10	0,1450	3,87E+06	26,70	871,353
4	2,33E-05	3,94E-05	3513,32	2247,99	2,70E+10	0,1534	3,92E+06	27,00	1161,804
5	2,31E-05	3,92E-05	3566,72	2265,35	2,76E+10	0,1619	4,01E+06	27,62	1452,256
6	2,30E-05	3,91E-05	3588,53	2278,54	2,80E+10	0,1622	4,05E+06	27,95	1742,707
7	2,28E-05	3,88E-05	3655,61	2314,50	2,89E+10	0,1655	4,19E+06	28,92	2033,158
8	2,27E-05	3,86E-05	3678,53	2328,27	2,93E+10	0,1658	4,25E+06	29,28	2323,609
9	2,27E-05	3,86E-05	3678,53	2328,27	2,93E+10	0,1658	4,25E+06	29,28	2614,060
10	2,26E-05	3,86E-05	3701,74	2328,27	2,94E+10	0,1727	4,27E+06	29,45	2904,512
11	2,25E-05	3,85E-05	3737,10	2342,22	2,99E+10	0,1765	4,34E+06	29,90	3194,963
12	2,25E-05	3,85E-05	3749,04	2342,22	3,00E+10	0,1799	4,35E+06	29,99	3485,414
13	2,24E-05	3,84E-05	3773,15	2351,60	3,03E+10	0,1824	4,39E+06	30,29	3775,865
14	2,24E-05	3,84E-05	3773,15	2351,60	3,03E+10	0,1824	4,39E+06	30,29	4066,316
15	2,24E-05	3,84E-05	3785,32	2356,33	3,04E+10	0,1837	4,41E+06	30,45	4356,768
16	2,22E-05	3,83E-05	3847,38	2365,83	3,10E+10	0,1960	4,50E+06	31,01	4647,219

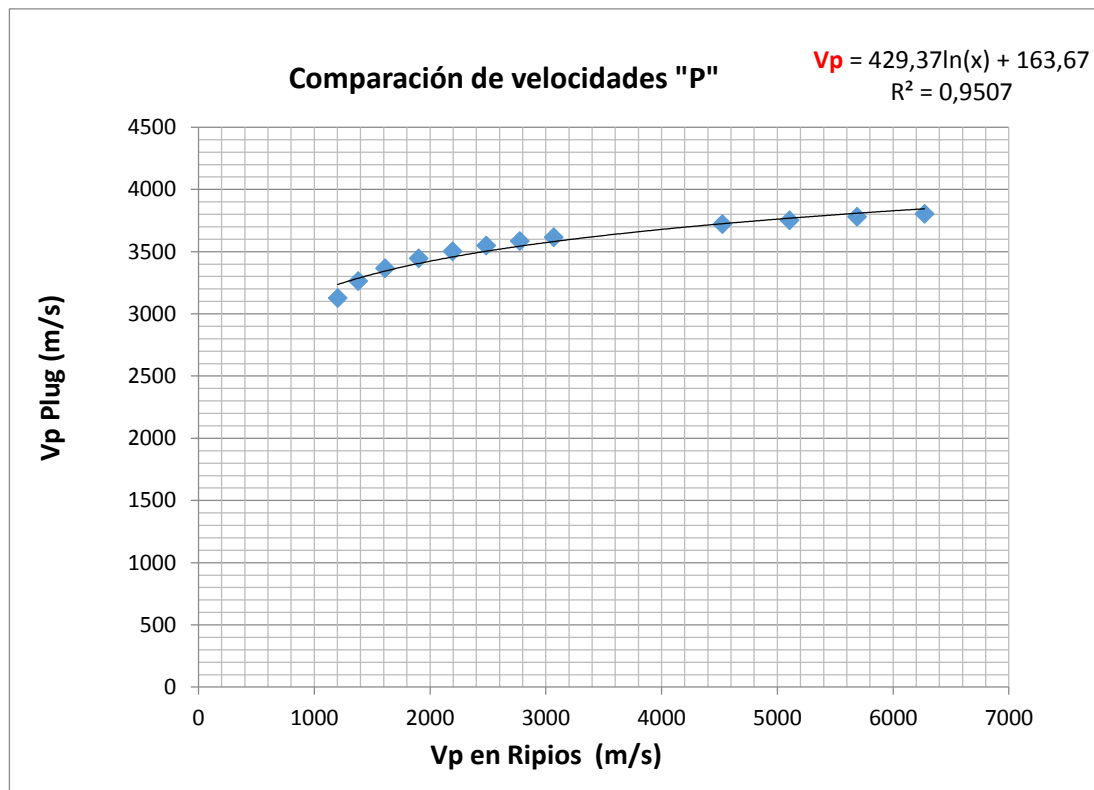
**Figura 34.** Gráficos para las velocidades “p” en ripios y en plug en función del esfuerzo aplicado.



Al graficar y analizar los resultados obtenidos para las ondas de viaje “p” se observa que al llegar aproximadamente a los 690 PSI de esfuerzo aplicado sobre los ripios se logra alcanzar una velocidad de propagación de la onda “p” de aproximadamente 2000 m/s, lo cual es casi la mitad de la velocidad promedio registrada en el plug, así mismo se marca una clara tendencia lineal entre la velocidad “p” en los recortes y el esfuerzo aplicado, tendencia que permite hacer una proyección de los valores de velocidad que se obtendrán al aplicar un mayor esfuerzo.

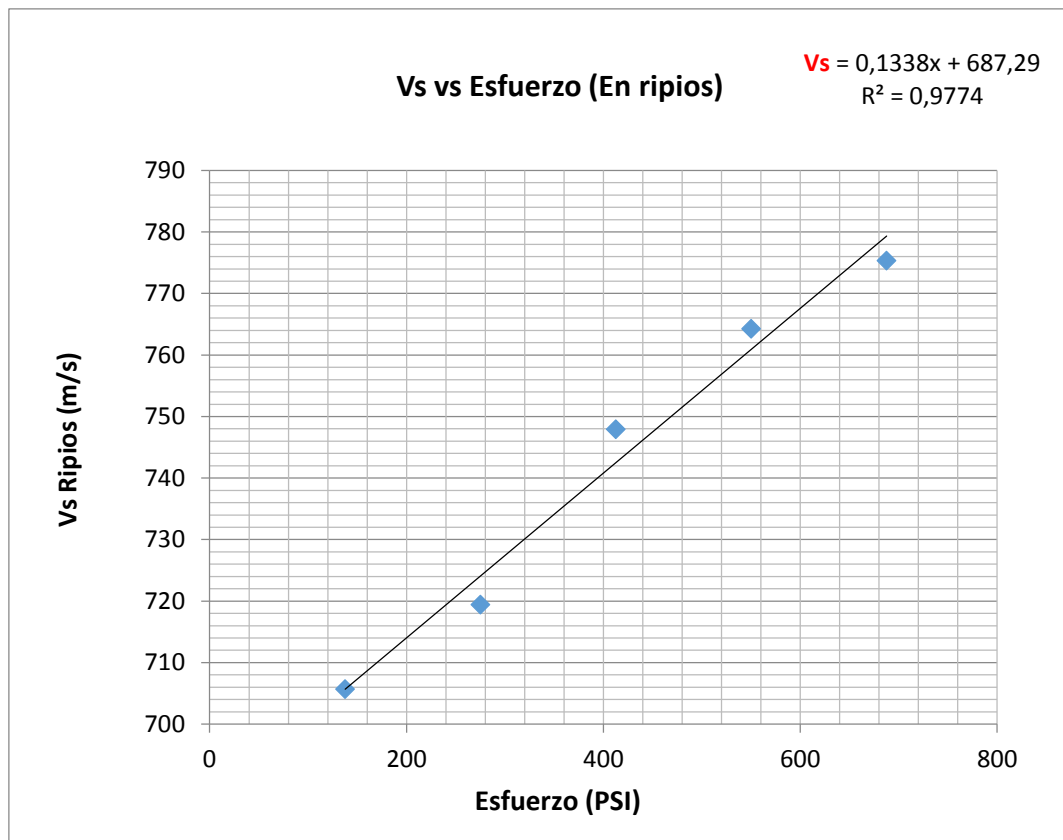
En la figura 35 se comparan las dos velocidades “p”, la registrada en los recortes y la registrada en el plug, observándose como se esperaba una fuerte relación entre los dos datos, lo cual se evidencia en el  $R^2$  con valor de 0,95 que se da al generar entre ellos una tendencia logarítmica.

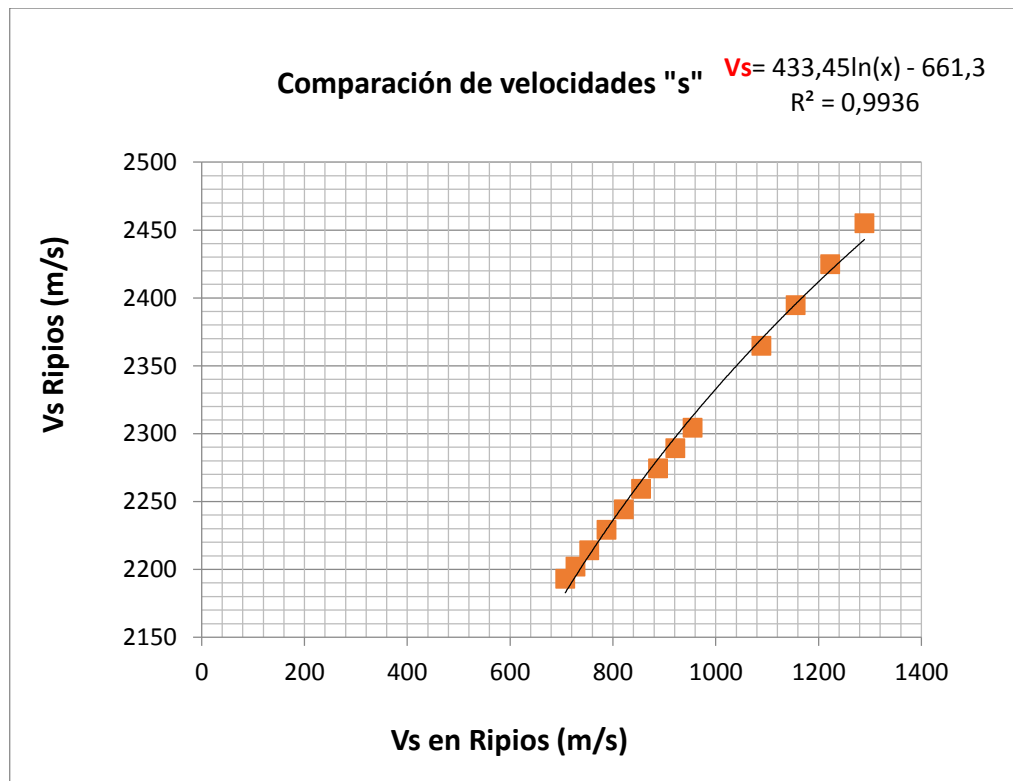
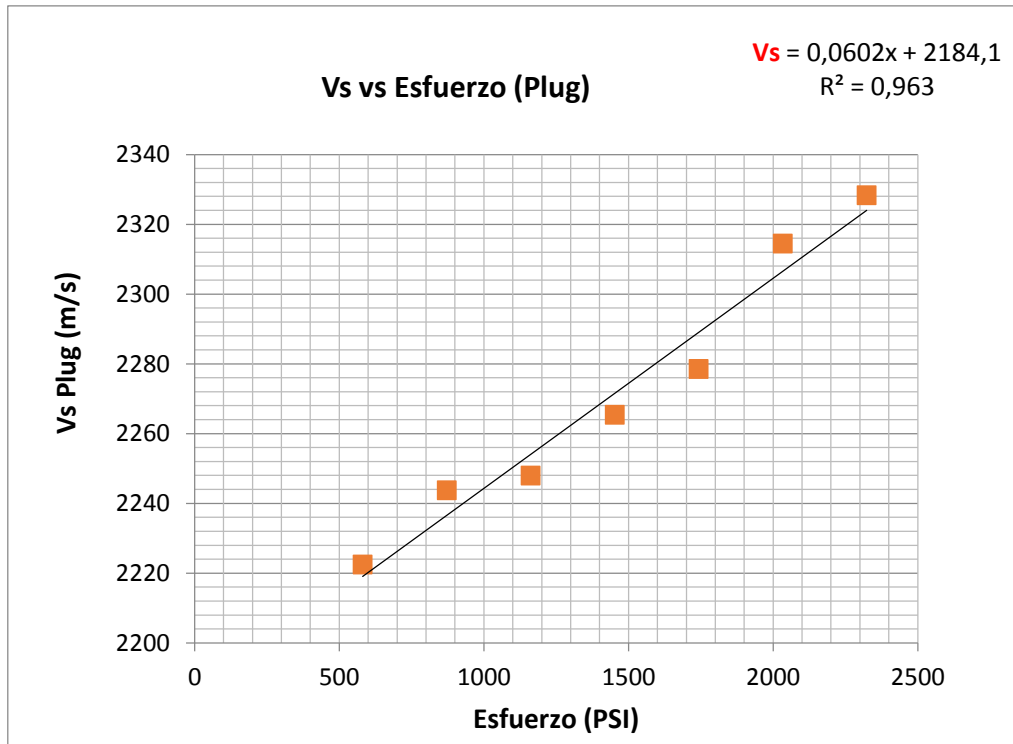
**Figura 35.** Gráfico de comparación de las velocidades “p” en el material disgregado y en el plug.



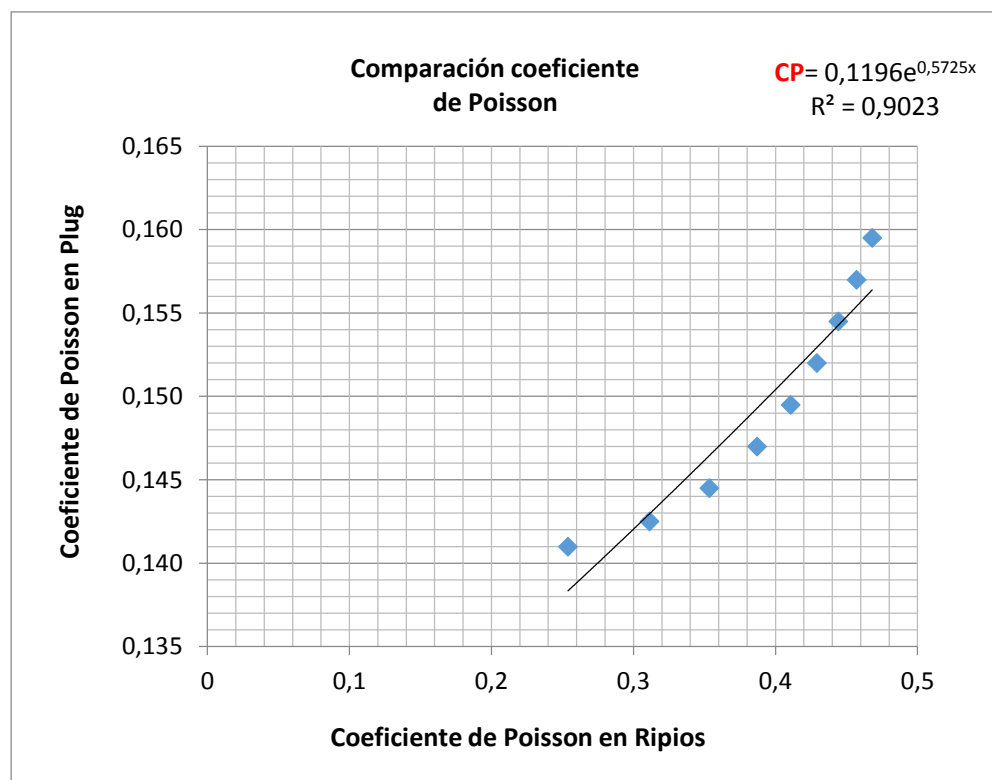
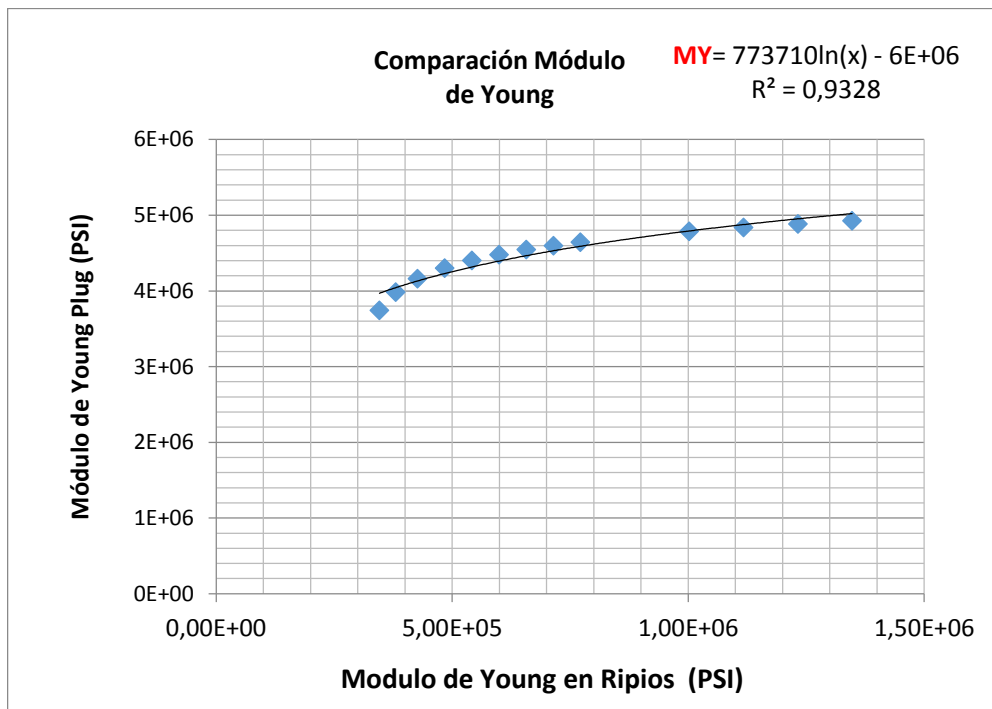
Por su parte para las velocidades de propagación de las ondas “s” de igual forma que para las velocidades “p” se observan tendencias claras en función del esfuerzo aplicado, y una correlación de  $R^2 = 0,99$  entre los valores “Vs” obtenidos en los rипios y los obtenidos en el plug (Figura 36).

**Figura 36.** Gráficos de “Vs” en función del esfuerzo aplicado y comparación de “Vs” entre plug y rипios.





**Figura 37.** Comparación de los Módulos de Young y Coeficiente de Poisson obtenidos para los ripios y el plug.



Al obtener las correlaciones de los Módulos de Young y los coeficientes de Poisson de los ripios y el plug se puede evidenciar que existe una clara correlación entre los dos grupos de datos, con  $R^2$  de 0,93 y 0,90 respectivamente, lo cual permite concluir con esta primera muestra que sí existe una tendencia y correlación matemática entre los datos obtenidos por medio de la celda en recortes y los obtenidos en plugs, de igual forma se concluye de este primer ensayo que una forma para mejorar la metodología utilizada podría ser aumentando el rango de fuerza aplicada a los ripios, esto con el fin de poder obtener un mayor número de puntos y con ello lograr dar mayor confiabilidad a las correlaciones, de igual forma se podrá realizar la conversión de fuerza (KN) necesaria para que los esfuerzos aplicados en las muestras disgregadas sean iguales a los aplicados en los plugs, esto debido a la diferencia en el diámetro de las dos muestras, lo cual permitirá realizar la correlación de datos de forma directa.

## 6.2. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA MUESTRA 201080598.

Para el ensayo de esta muestra se modificó en algunos aspectos la metodología a seguir, esto en base a lo concluido con los resultados del primer ensayo. En primer lugar se hará la conversión de los esfuerzos previamente aplicados en los plugs para de este modo obtener las fuerzas en KN necesarias para aplicar sobre la muestra disgregada los mismos esfuerzos. De igual forma esta vez los ripios serán sometidos a 4 ciclos previos de carga-descarga de 0 a 13,70 KN, valor equivalente al 50% de la fuerza soportada por el plug antes de fallar.

**Tabla 8.** Datos iniciales de la muestra 201080598 en el montaje celda-endcups.

Código	201080598	
Profundidad de extracción de la muestra	9684.29	ft
Longitud inicial de la muestra	13,93	mm
Diámetro de la muestra	36,64	mm
Diámetro con chaqueta	38,1	mm
Masa	25,01	g
Tasa de fuerza aplicada	0,25	KN/min

Al realizar el montaje de la muestra dentro de la celda y llevar a cabo una compactación previa se tomó una medida inicial de 13,93 mm, un diámetro de 36,64 mm y una masa de 25,01 gr, medidas a partir de las cuales se comenzó a realizar el primer ciclo de carga-descarga de 0 a 13,70 KN.

En las tablas 9, 10 y 11, se presentan los resultados obtenidos para esta muestra, y en el anexo 2 (documento Excel) se registran todos los datos de tiempo, velocidades y módulos elásticos de la misma, así como los gráficos de comparación correspondientes.

Al analizar los resultados lo primero que se observa es que al aumentar la fuerza aplicada a 13,70 KN durante los cinco ciclos de carga-descarga se logra una disminución del 18,29% en la longitud de la muestra, a diferencia de los 13,24% que se obtuvo en la muestra anterior (201080597), de igual forma con los cuatro primeros ciclos de carga-descarga se logró aumentar la densidad de la misma de 1222 Kg/m<sup>3</sup> a 2049 Kg/m<sup>3</sup> lo cual dará lugar a que se alcancen velocidades mucho más cercanas a las obtenidas en la muestra intacta o plug.

**Tabla 9.** Variación de la longitud de la muestra y la densidad en función de la fuerza aplicada, así como el tiempo de las ondas “s” y “p” a través de los endcups y los pistones.

Longitud de la muestra	Longitud Perdida	Densidad	Tiempo onda P e+p+m	Tiempo onda S e+p+m
mm	%	Kg/m <sup>3</sup>		
11,575	16,907	2049,249	3,150E-05	5,260E-05
11,524	17,270	2058,242	2,920E-05	5,220E-05
11,487	17,538	2064,943	2,780E-05	5,130E-05
11,454	17,776	2070,911	2,700E-05	4,810E-05
11,433	17,924	2074,650	2,640E-05	4,570E-05
11,408	18,106	2079,257	2,580E-05	4,520E-05
11,382	18,291	2083,961	2,580E-05	4,490E-05
Longitud perdida mm	<b>2,548</b>			
Longitud perdida %	<b>18,290</b>			

**Tabla 10.** Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para la muestra disgregada 201080598.

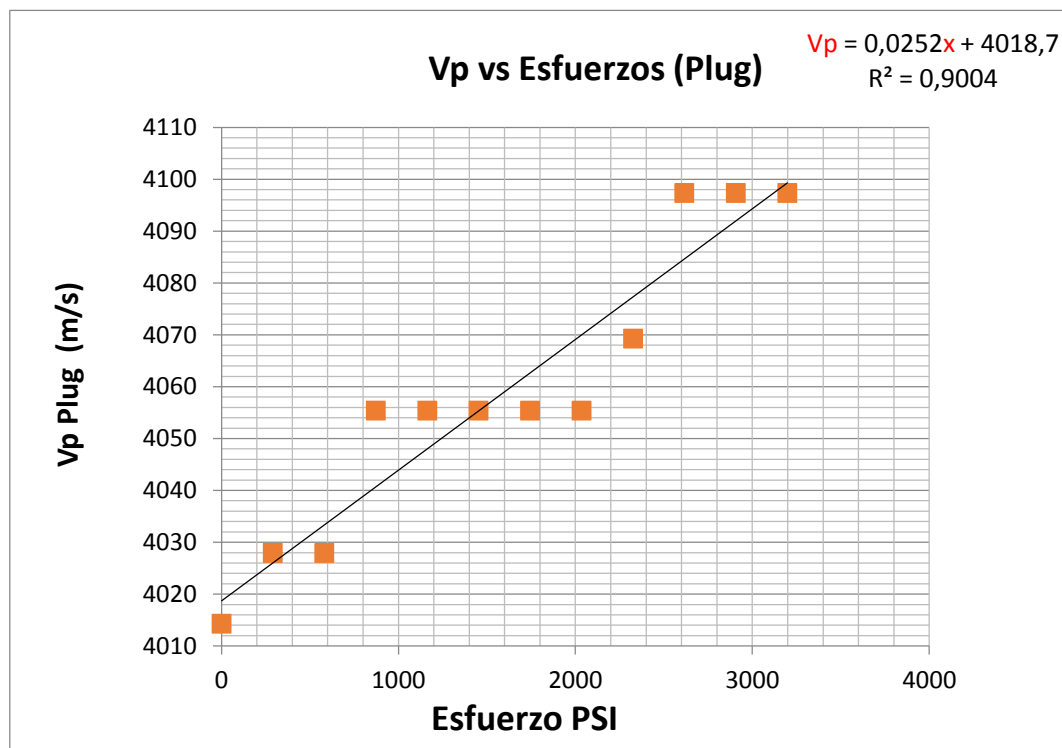
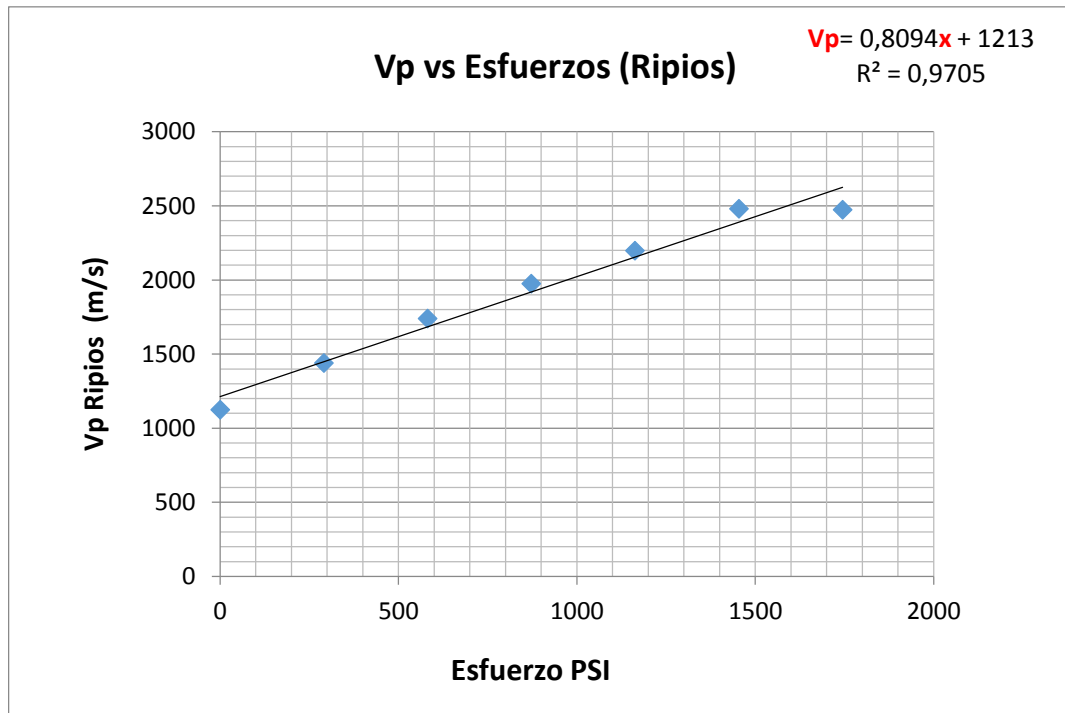
ENDCUPS CROMODURO + PISTONES ONDA S									
Fuerza	Tiempo P	Tiempo S2	Velocidad P	Velocidad S	M. Young S	R. Poisson S	M. Young S	M. Young S	Presión
KN	s	s	m/s	m/s	Pascales	N/A	PSI	GPa	PSI
0	1,03E-05	1,45E-05	1123,78	798,27	2,59E+09	-0,0093	3,75E+05	2,59	0,000
2,113	8,00E-06	1,41E-05	1440,54	817,33	3,47E+09	0,2626	5,03E+05	3,47	290,725
4,227	6,60E-06	1,32E-05	1740,45	870,22	4,17E+09	0,3333	6,05E+05	4,17	581,449
6,340	5,80E-06	1,00E-05	1974,80	1145,39	6,77E+09	0,2465	9,82E+05	6,77	872,174
8,454	5,20E-06	7,60E-06	2198,69	1504,37	9,95E+09	0,0599	1,44E+06	9,95	1162,898
10,567	4,60E-06	7,10E-06	2479,97	1606,74	1,22E+10	0,1383	1,77E+06	12,22	1453,623
12,681	4,60E-06	6,80E-06	2474,37	1673,84	1,26E+10	7,815E-02	1,83E+06	12,59	1744,347

Esta muestra se caracteriza por poseer una densidad mayor a la anterior, lo cual se evidencia en las pruebas realizadas sobre el plug, en el cual se observa que el tiempo de viaje de las ondas a través de la muestra aumentó solo en los primeros 3 KN fuerza aplicada, pasando de  $2,22E^{-05}$  seg a  $2,20E^{-05}$  Seg (zona verde en la tabla 11) y manteniéndose constante en ese valor hasta los 8 KN fuerza, punto en el que cambió a  $2,19E^{-05}$  Seg. Esto genera que al graficar los valores de velocidad obtenidos en función del esfuerzo aplicado la tendencia se vea marcada por fragmentos o secciones rectas dentro del grafico (Figura 38).

**Tabla 11.** Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para el plug de la muestra 201080598.

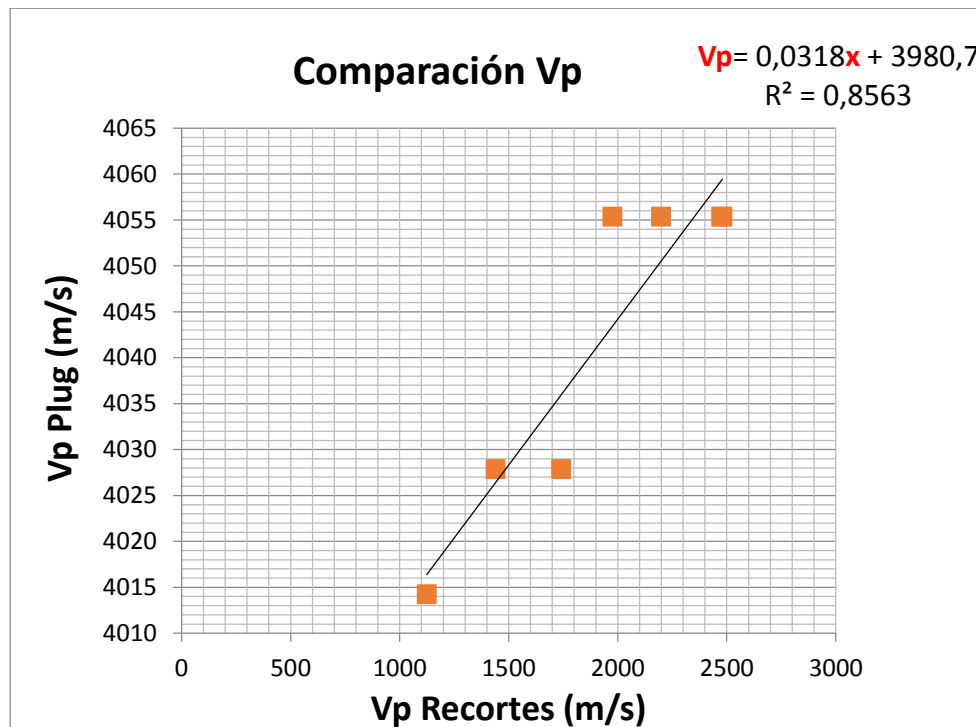
ENDCUPS ACERO ONDA S									
Fuerza	Tiempo P	Tiempo S2	Velocidad P	Velocidad S	M. Young S	R. Poisson S	M. Young S	M. Young S	Presión
KN	s	s	m/s	m/s	Pascales	N/A	PSI	GPa	PSI
0	2,22E-05	3,66E-05	4014,27	2640,50	3,83E+10	0,1187	5,56E+06	38,33	0
1	2,21E-05	3,65E-05	4027,88	2652,29	3,86E+10	0,1172	5,60E+06	38,63	290,727
2	2,21E-05	3,64E-05	4027,88	2670,17	3,88E+10	0,1080	5,63E+06	38,83	581,455
3	2,20E-05	3,63E-05	4055,38	2688,29	3,94E+10	0,1080	5,71E+06	39,36	872,183
4	2,20E-05	3,62E-05	4055,38	2700,51	3,95E+10	0,1016	5,73E+06	39,49	1162,911
5	2,20E-05	3,83E-05	4055,38	2410,19	3,50E+10	0,2269	5,08E+06	35,03	1453,639
6	2,20E-05	3,83E-05	4055,38	2410,19	3,50E+10	0,2269	5,08E+06	35,03	1744,367
7	2,20E-05	3,83E-05	4055,38	2410,19	3,50E+10	0,2269	5,08E+06	35,03	2035,095
8	2,20E-05	3,83E-05	4069,26	2410,19	3,51E+10	0,2298	5,09E+06	35,11	2325,822
9	2,19E-05	3,83E-05	4097,33	2415,09	3,54E+10	0,2338	5,13E+06	35,37	2616,550
10	2,19E-05	3,83E-05	4097,33	2415,09	3,54E+10	0,2338	5,13E+06	35,37	2907,278
11	2,19E-05	3,83E-05	4097,33	2415,09	3,54E+10	0,2338	5,13E+06	35,37	3198,006

**Figura 38.** Gráficos para las velocidades “p” en ripios y en plug en función del esfuerzo aplicado.



A pesar de que la muestra se caracterizó por no haber variado la propagación de la velocidad en gran parte de los esfuerzos aplicados, se logra obtener una buena correlación entre los datos de “Vp” obtenidos para la ripios y el plug, dicha correlación presenta un R<sup>2</sup> de 0,85 y se caracteriza de igual forma por tener segmentos de velocidad constante (Figura 39).

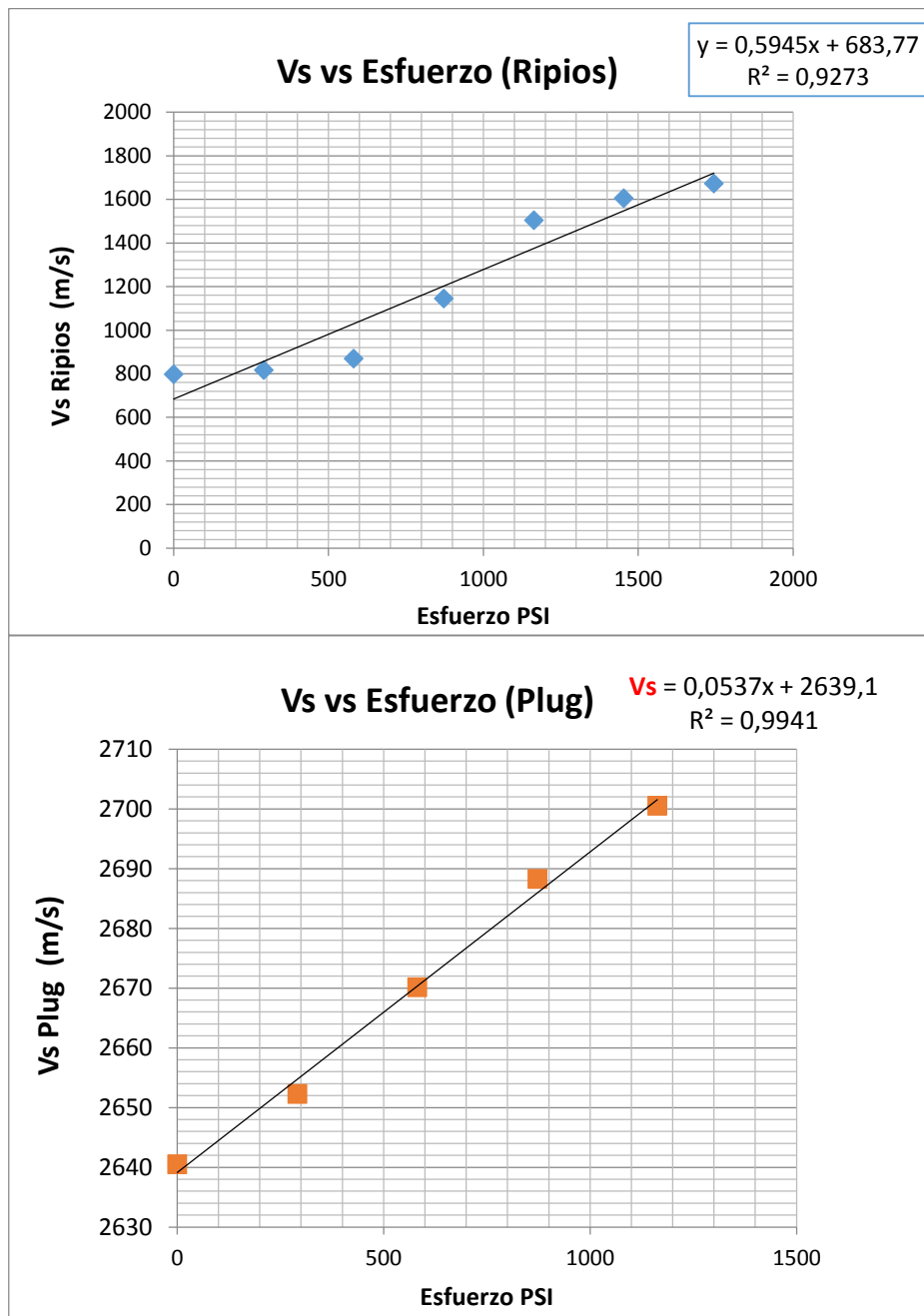
**Figura 39.** Gráfico de comparación de las velocidades “p” en el material disgregado y en el plug.

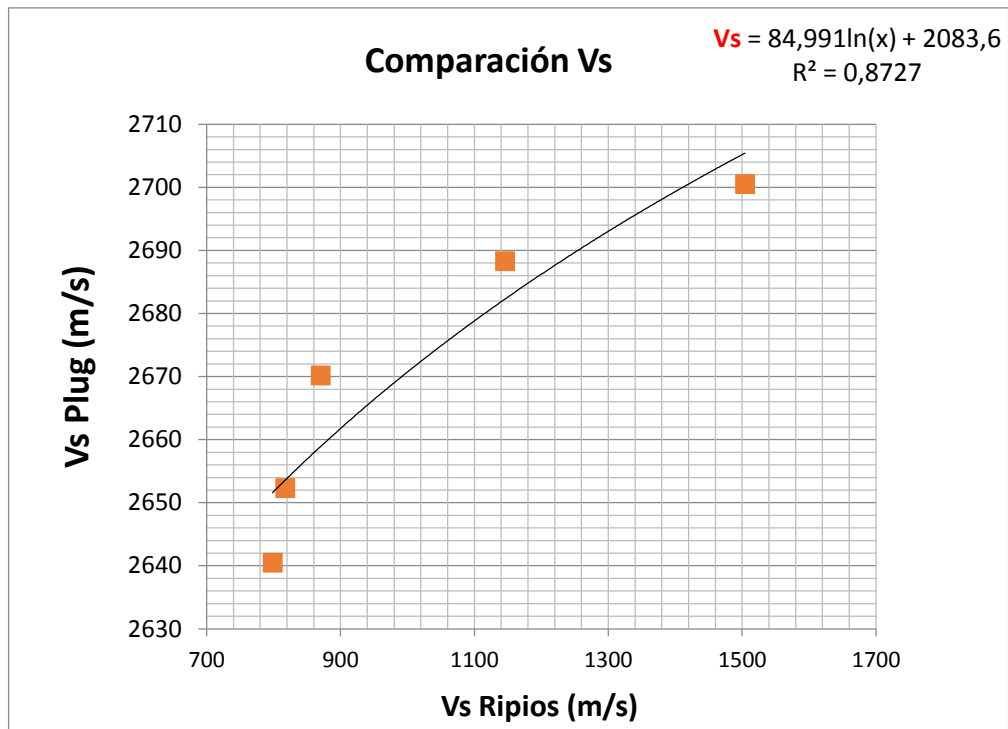


Por su parte para la correlación de las velocidades “s” entre ripios y plug se tiene un modelo logarítmico con un R<sup>2</sup> de 0,87.

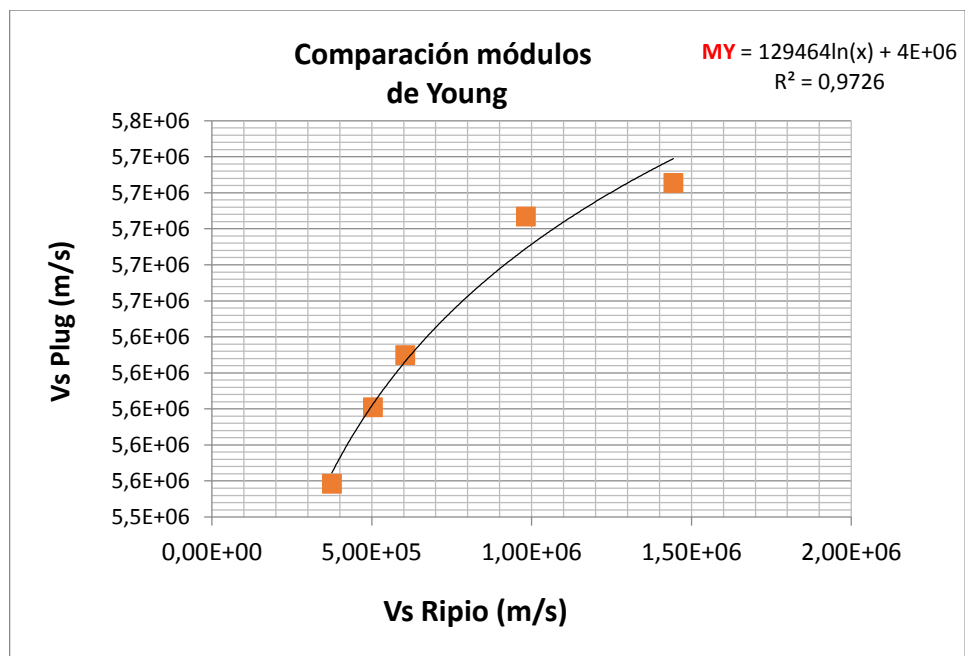
Para el caso de la comparación entre los módulos de Young se marca una clara tendencia, sin embargo para el coeficiente de Poisson se tiene un mal resultado, para este se genera una correlación con un R<sup>2</sup> de 0,25, y una orientación inversa a la obtenida en la misma grafica realizada para la muestra anterior (201080597), lo cual genera la inquietud de si el hecho de que el esfuerzo aplicado en el plug no haya hecho variar la velocidad de las ondas propagadas pudo haber afectado los datos de relación de Poisson obtenidos y su correspondiente correlación.

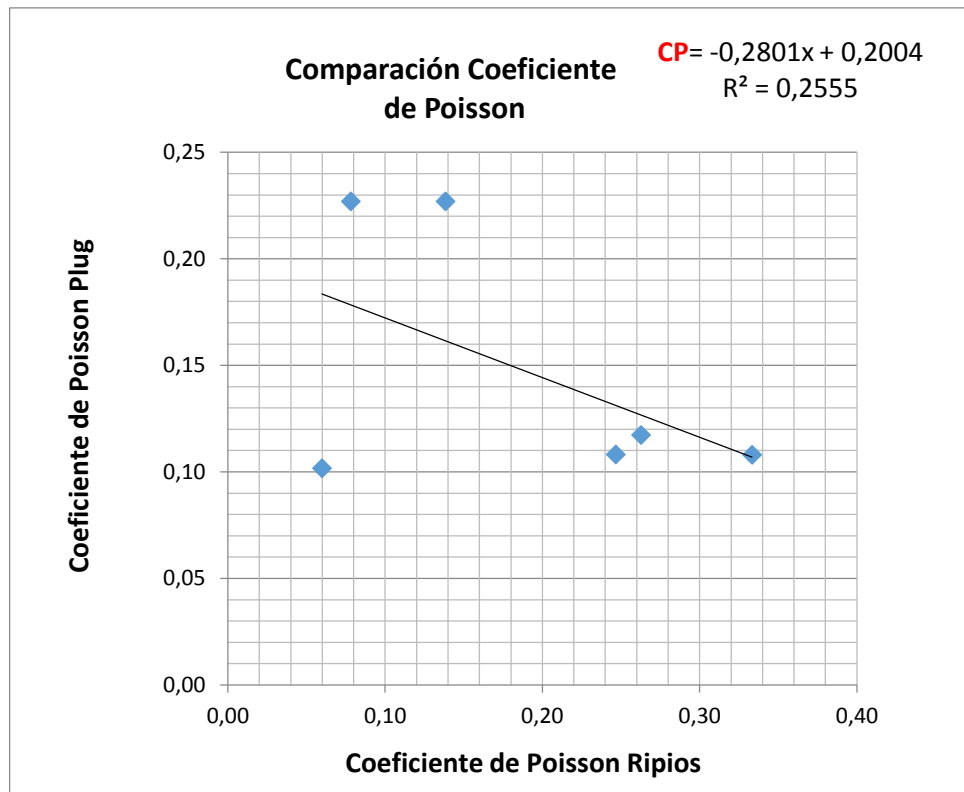
**Figura 40.** Gráficos para las velocidades “s” en rípios y en plug, en función del esfuerzo aplicado.





**Figura 41.** Comparación entre los Módulos de Young y los Coeficientes de Poisson obtenidos para los ripios y el plug.





### 6.3. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LA MUESTRA 201080630.

La fuerza necesaria para romper el plug de esta muestra fue igual a 18 KN, y el esfuerzo generado fue de 5142 PSI, por lo cual, al hacer la conversión se tiene que el 50% de la fuerza necesaria para romper la muestra con el nuevo diámetro de los ripios es de 14 KN, por lo cual esta será la fuerza máxima aplicada a la muestra disgregada, generando así sobre ella al igual que en el ensayo anterior cuatro ciclos de carga-descarga de 0 a 14 KN, y un ciclo más con el mismo rango durante el cual se tomaran las medidas de las ondas acústicas.

**Tabla 12.** Datos iniciales de la muestra 201080630 en el montaje celda-endcaps.

Código de la muestra	201080630	
Profundidad de extracción	9230,29	ft
Longitud inicial de la muestra	14,17	mm
Diámetro	36,64	mm
Diámetro con chaqueta	0	mm
Masa	25,01	g

Con los cuatro primeros ciclos de carga-descarga se consiguió aumentar la densidad de la muestra de  $1683,17 \text{ Kg/m}^3$  a  $2080,415 \text{ Kg/m}^3$ , y con los cinco ciclos de compactación se consiguió reducir la longitud de la muestra disgregada en un 19,53 %.

Al igual que para las dos muestras anteriores se observan buenas correlaciones entre las velocidades de onda obtenidas mediante los ensayos en los plugs y los obtenidos con la celda de compactación en las muestras disgregadas, teniendo valores de  $R^2$  por encima de 0,9. Las tablas y gráficos completos para esta muestra se pueden observar en el anexo 3 (hoja de Excel).

**Tabla 13.** Variación de la longitud de la muestra y la densidad en función de la fuerza aplicada, así como el tiempo de las ondas “s” y “p” a través de los endcups y los pistones.

Longitud de la muestra	Longitud Perdida	Densidad	Tiempo onda P e+p+m	Tiempo onda S2 e+p+m
mm	%	Kg/m3		
11,612	18,054	2042,748	3,330E-05	5,000E-05
11,576	18,308	2049,090	2,830E-05	4,950E-05
11,538	18,572	2055,746	2,710E-05	4,840E-05
11,508	18,787	2061,183	2,640E-05	4,770E-05
11,480	18,984	2066,210	2,600E-05	4,730E-05
11,452	19,179	2071,187	2,570E-05	4,670E-05
11,430	19,334	2075,162	2,560E-05	4,630E-05
11,402	19,538	2080,415	2,54E-05	4,60E-05
<b>Longitud perdida en mm</b>	<b>2,768</b>			
<b>Longitud perdida en %</b>	<b>19,537</b>			

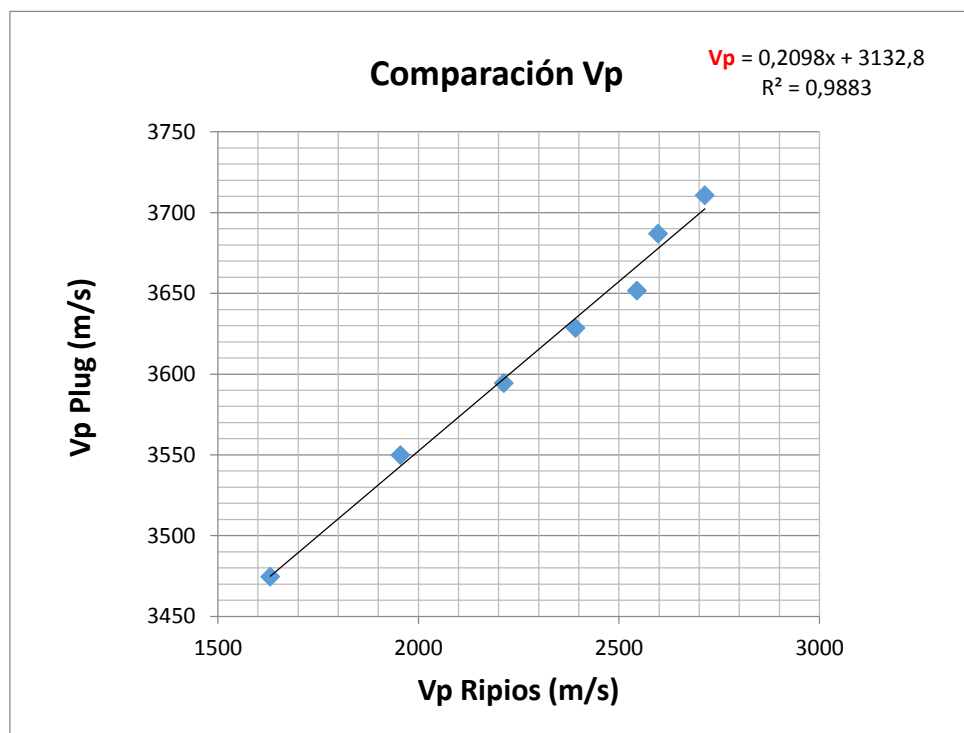
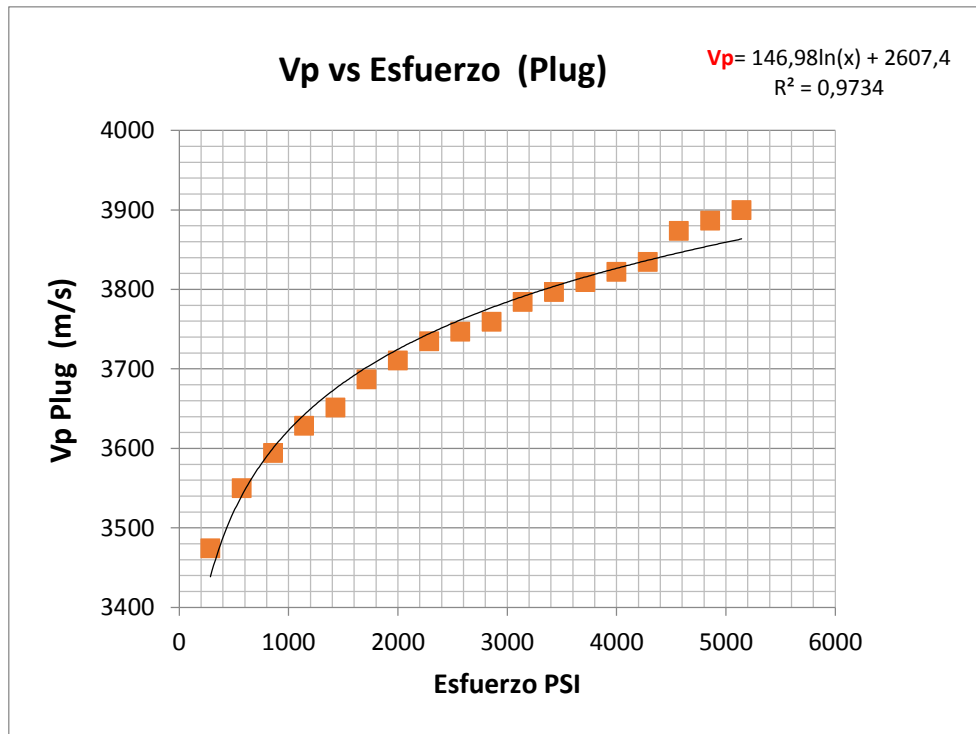
**Tabla 14.** Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para la muestra disgregada 201080630.

ENDCUPS CROMODURO + PISTONES ONDA S									
Fuerza	Tiempo P	Tiempo S2	Velocidad P	Velocidad S	M. Young S	R. Poisson S	M. Young S	M. Young S	Presión
KN	s	s	m/s	m/s	Pascales	N/A	PSI	GPa	PSI
2,077	7,10E-06	1,14E-05	1630,40	1015,42	5,00E+09	0,183	7,25E+05	5,00	285,709
4,154	5,90E-06	1,03E-05	1955,65	1120,23	6,48E+09	0,256	9,40E+05	6,48	571,418
6,231	5,20E-06	9,60E-06	2213,06	1198,74	7,66E+09	0,292	1,11E+06	7,66	857,127
8,308	4,80E-06	9,20E-06	2391,65	1247,82	8,45E+09	0,313	1,22E+06	8,45	1142,836
10,385	4,50E-06	8,60E-06	2544,96	1331,67	9,63E+09	0,311	1,40E+06	9,63	1428,545
12,462	4,40E-06	8,20E-06	2597,82	1393,95	1,05E+10	0,298	1,52E+06	1,047E+01	1714,254
14,539	4,20E-06	7,90E-06	2714,65	1443,23	1,13E+10	0,303	1,64E+06	1,129E+01	1999,963

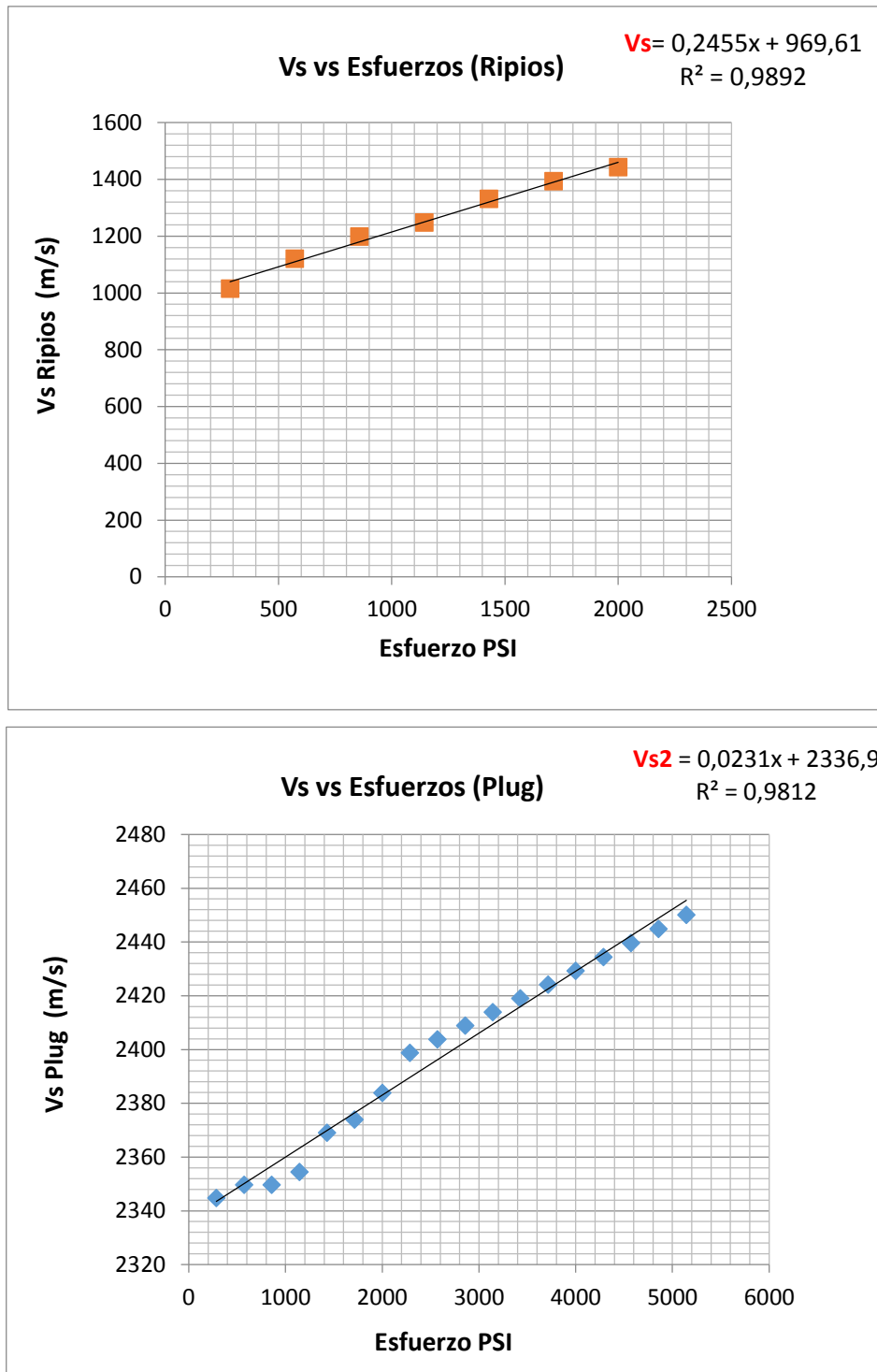
**Tabla 15.** Datos de tiempo, velocidad, Módulos de Young y relaciones de Poisson obtenidos para el plug de la muestra 201080630.

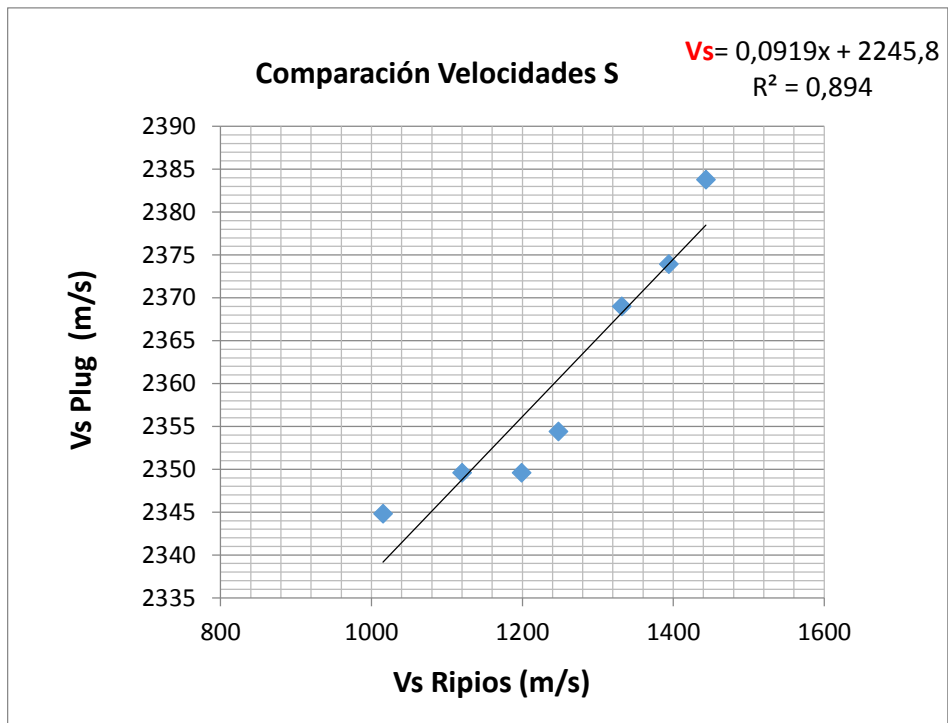
ENDCUPS ACERO ONDA S2									
Fuerza	Tiempo P	Tiempo S	Velocidad P	Velocidad S	M. Young S	R. Poisson S	M. Young S	M. Young S	Presión
KN	s	s	m/s	m/s	Pascales	N/A	PSI	GPa	PSI
0	2,40E-05	3,87E-05	3362,46	2279,52	2,79E+10	0,0748	4,04E+06	27,88	0,000
1	2,35E-05	3,82E-05	3474,55	2344,79	2,97E+10	0,0819	4,31E+06	29,69	285,718
2	2,32E-05	3,81E-05	3549,85	2349,59	3,06E+10	0,1102	4,44E+06	30,59	571,436
3	2,31E-05	3,81E-05	3594,36	2349,59	3,11E+10	0,1269	4,50E+06	31,05	857,154
4	2,30E-05	3,81E-05	3628,48	2354,41	3,14E+10	0,1364	4,56E+06	31,44	1142,872
5	2,29E-05	3,80E-05	3651,59	2369,01	3,18E+10	0,1366	4,62E+06	31,84	1428,590
6	2,28E-05	3,79E-05	3686,82	2373,91	3,22E+10	0,1459	4,67E+06	32,23	1714,308
7	2,27E-05	3,78E-05	3710,68	2383,78	3,26E+10	0,1487	4,72E+06	32,58	2000,026
8	2,26E-05	3,77E-05	3734,85	2398,74	3,30E+10	0,1489	4,78E+06	33,00	2285,744
9	2,26E-05	3,77E-05	3747,06	2403,77	3,32E+10	0,1503	4,81E+06	33,18	2571,462
10	2,25E-05	3,76E-05	3759,34	2408,82	3,34E+10	0,1517	4,84E+06	33,36	2857,180
11	2,24E-05	3,76E-05	3784,16	2413,89	3,36E+10	0,1570	4,88E+06	33,65	3142,898
12	2,24E-05	3,76E-05	3796,69	2418,99	3,38E+10	0,1583	4,91E+06	33,83	3428,616
13	2,24E-05	3,75E-05	3809,30	2424,10	3,40E+10	0,1597	4,93E+06	34,02	3714,333
14	2,23E-05	3,75E-05	3822,00	2429,24	3,42E+10	0,1611	4,96E+06	34,20	4000,051
15	2,23E-05	3,74E-05	3834,78	2434,39	3,44E+10	0,1625	4,99E+06	34,39	4285,769
16	2,22E-05	3,74E-05	3873,65	2439,57	3,48E+10	0,1713	5,05E+06	34,80	4571,487
17	2,21E-05	3,74E-05	3886,78	2444,78	3,50E+10	0,1727	5,07E+06	34,99	4857,205
18	2,21E-05	3,73E-05	3900,00	2450,00	3,52E+10	0,1740	5,10E+06	35,18	5142,923

**Figura 42.** Gráficos para las velocidades “p” en ripios y en plug en función del esfuerzo aplicado.

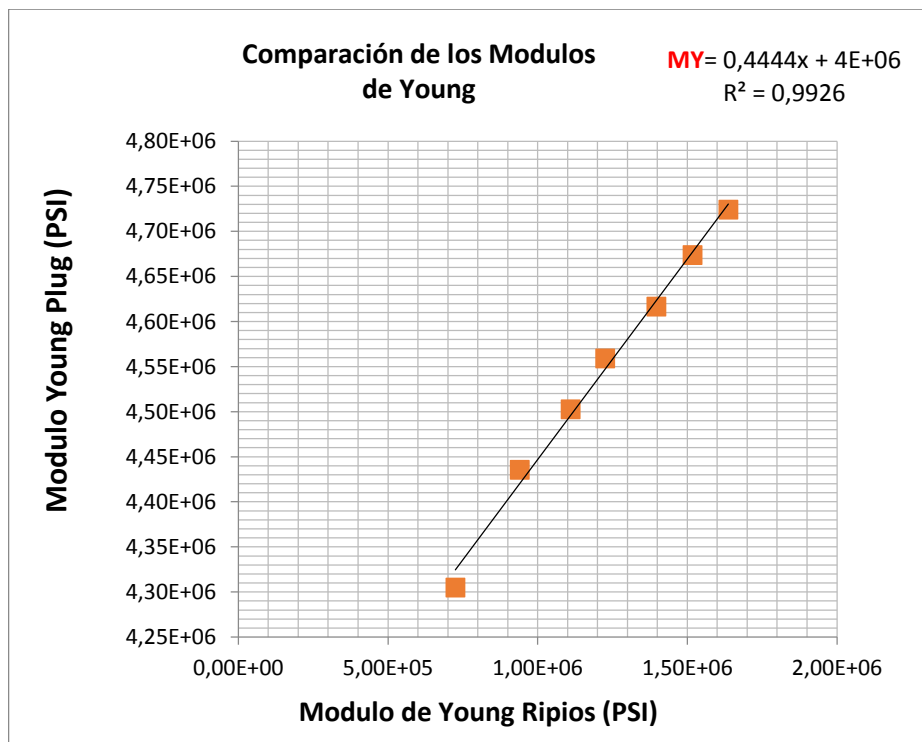


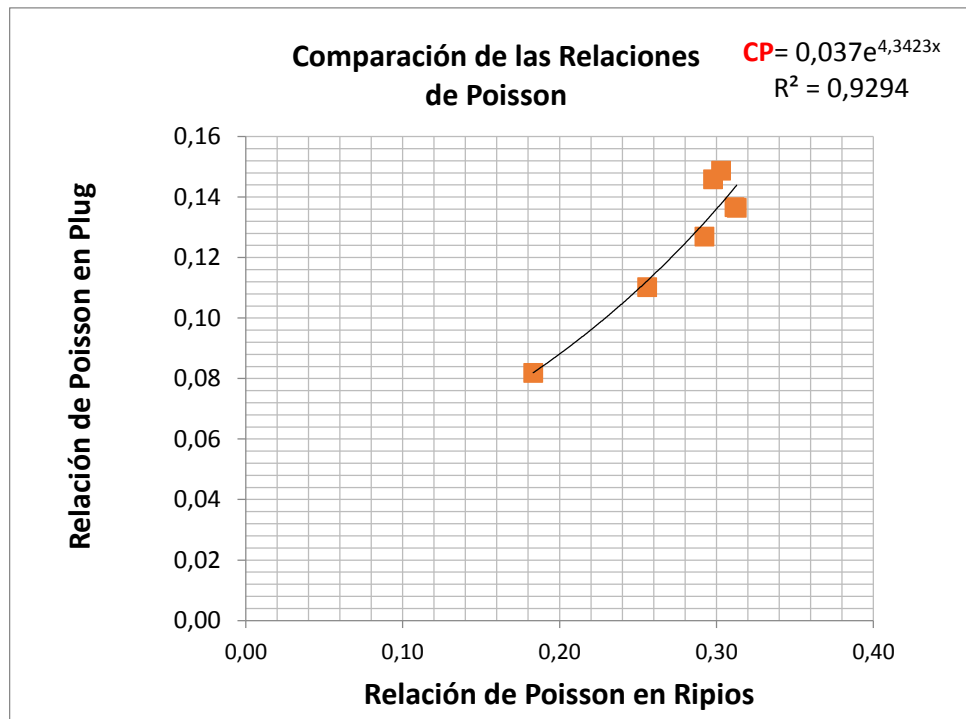
**Figura 43.** Gráficos para las velocidades “s” en ripios y en plug, en función del esfuerzo aplicado.





**Figura 44.** Comparación entre los Módulos de Young y los Coeficientes de Poisson obtenidos para los ripios y el plug.





#### 6.4. CORRELACIONES ENTRE LAS MUESTRAS EVALUADAS.

Adicional a los resultados presentados en este trabajo se podrán observar en los anexos cuatro y cinco los datos obtenidos para las otras dos muestras evaluadas. Finalmente, el análisis de los resultados culmina con la realización de las correlaciones para las velocidades y los módulos elásticos de las cinco muestras, lo cual permitirá visualizar si es factible ensayar un mayor número de rocas y así obtener una correlación con un mayor grado de confiabilidad, de igual forma proporcionará información con la que se podrá establecer si es necesario realizar ajustes a la metodología planteada y utilizada hasta el momento.

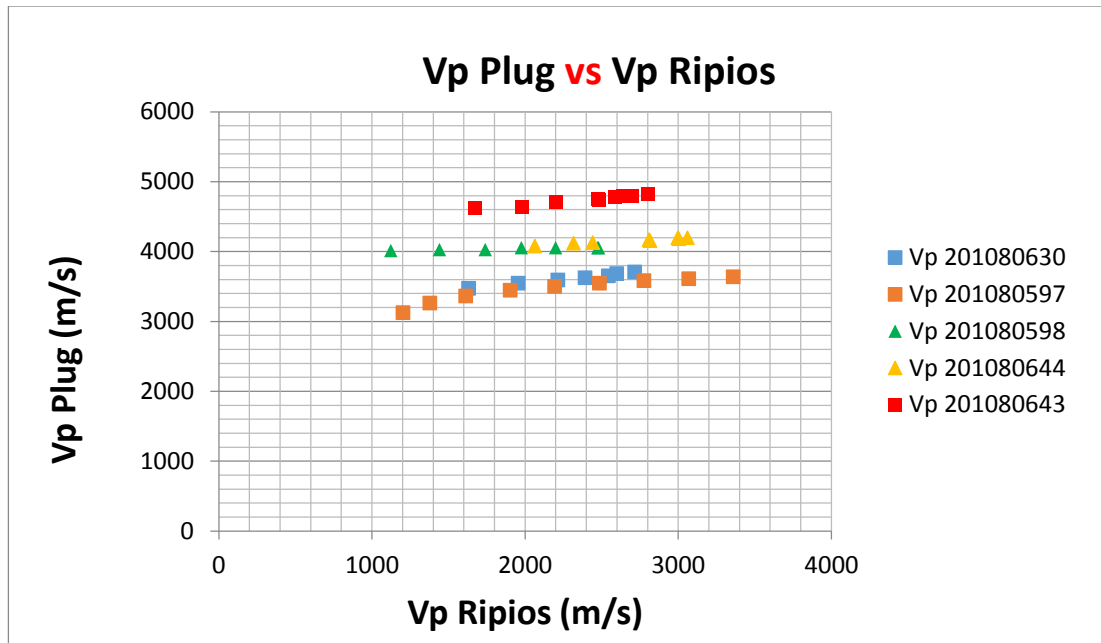
Al correlacionar las velocidades “p” de las cinco muestras ensayadas se observa fácilmente una muy buena aproximación entre los datos de las muestras 201080597 y 201080630 (Figura 45), las cuales corresponden a dos plugs cortados de forma perpendicular a la laminación, estas dos rocas presentan tendencias similares a pesar que varían en su profundidad de

origen por aproximadamente 400 ft. Por su parte la curva generada a partir de los datos de la muestra 201080598 marca una continuidad similar a la presentada por la muestra 20108644, las dos pertenecen a muestras cortadas de forma horizontal a la laminación del shale y con diferentes profundidades, 9684,29 ft y 9741,42 ft respectivamente. Por su parte la muestra 201080643 es vertical con una profundidad de origen de 9741 ft, pero con una laminación menos marcada, es una roca mucho más compacta, lo cual hace que las velocidades se vean afectadas y se salgan del comportamiento marcado por las otras dos muestras verticales.

Es así como se observa que las muestras cortadas en sentido vertical a la laminación presentan menor valor en velocidad que las cortadas de forma paralela, lo cual era de esperar, ya que en las verticales las ondas generadas tendrán que atravesar un mayor número de láminas, lo cual genera pérdida de energía y hace que disminuya la velocidad.

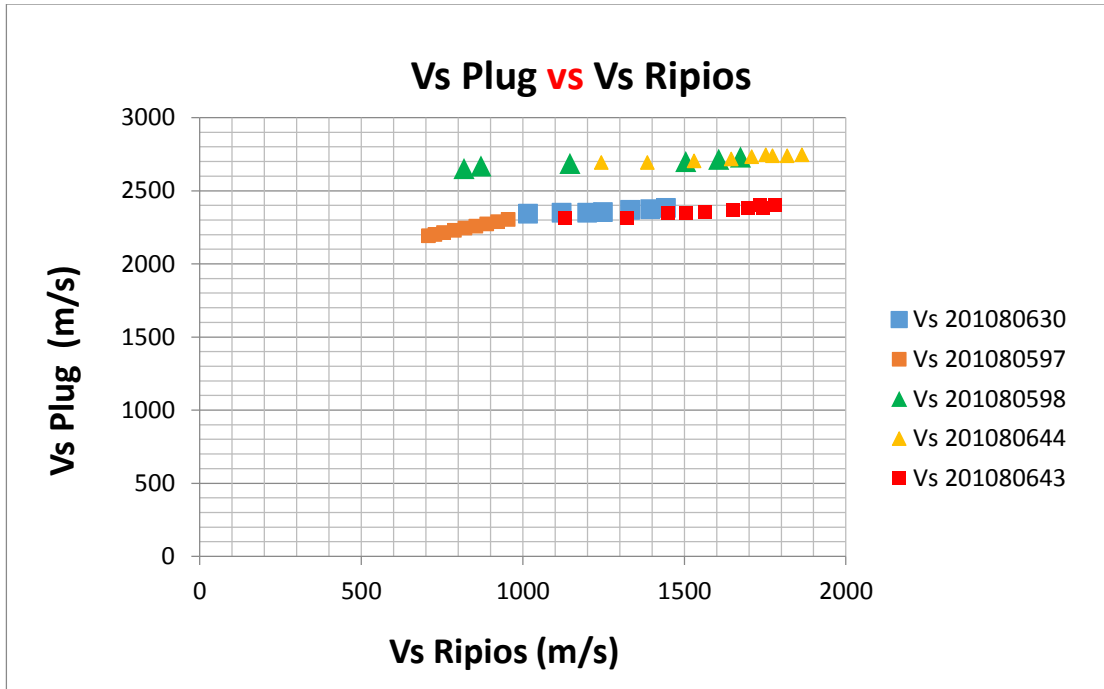
Finalmente se identifican dos tendencias claras, una para las muestras verticales y otra para las muestras horizontales, exceptuando la muestra 201080643, la cual se sale del comportamiento esperado probablemente por su estructura más compacta.

**Figura 45.** Correlación entre las velocidades “p” de las tres muestras.



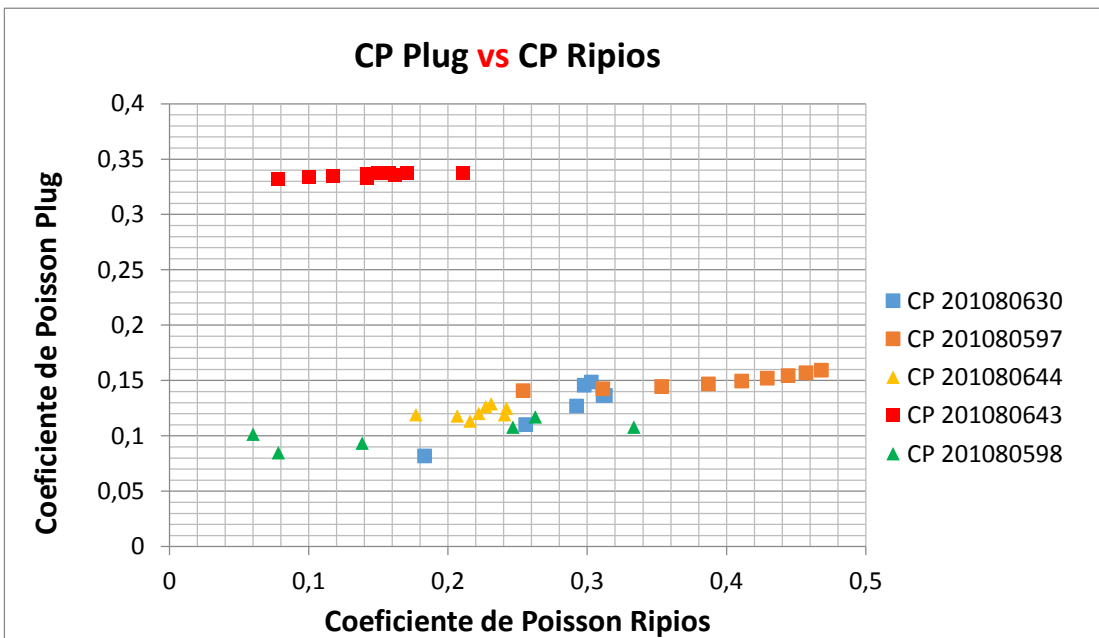
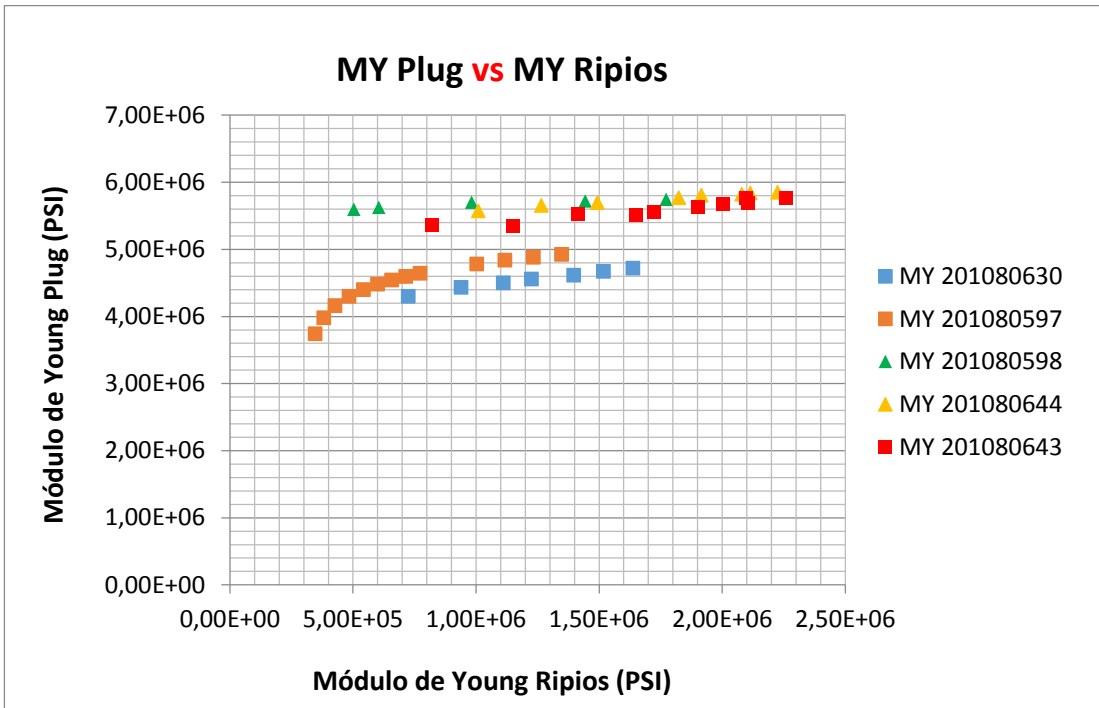
Por su parte, la correlación de las velocidades “s” marca un comportamiento similar al observado para las ondas “p”, pero para este caso la velocidad obtenida para la muestra 201080643 concuerda con la obtenida para las muestras verticales.

**Figura 46.** Correlación entre las velocidades “s” de las muestras evaluadas.

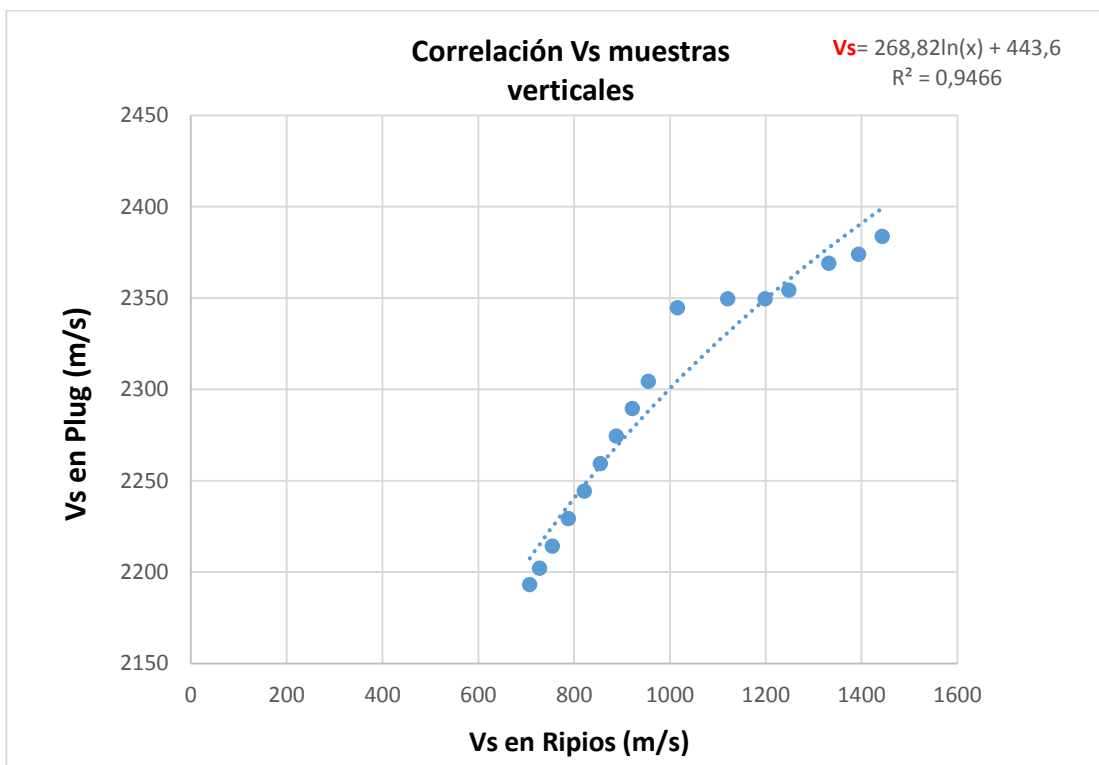
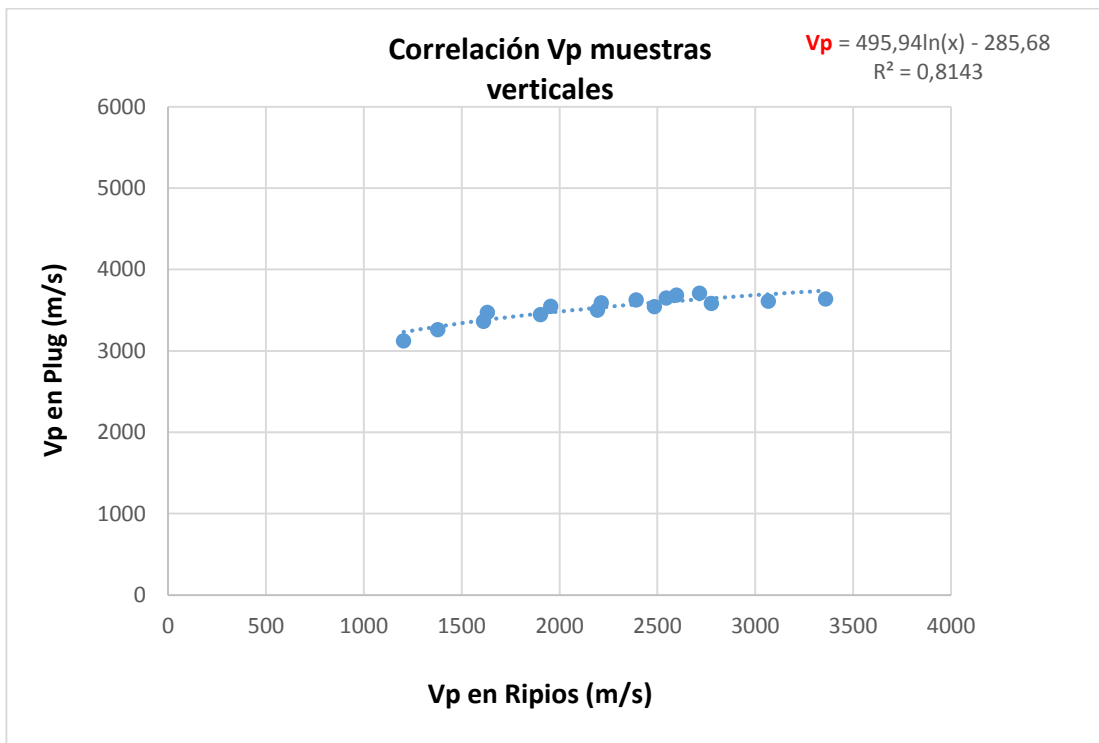


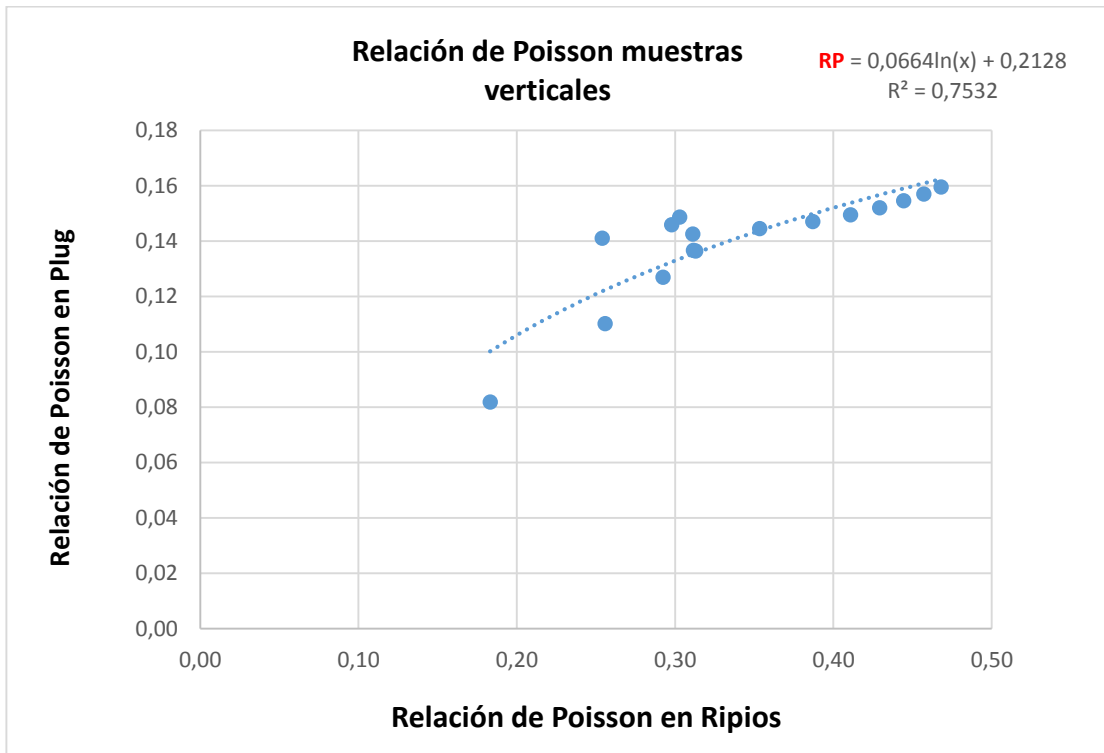
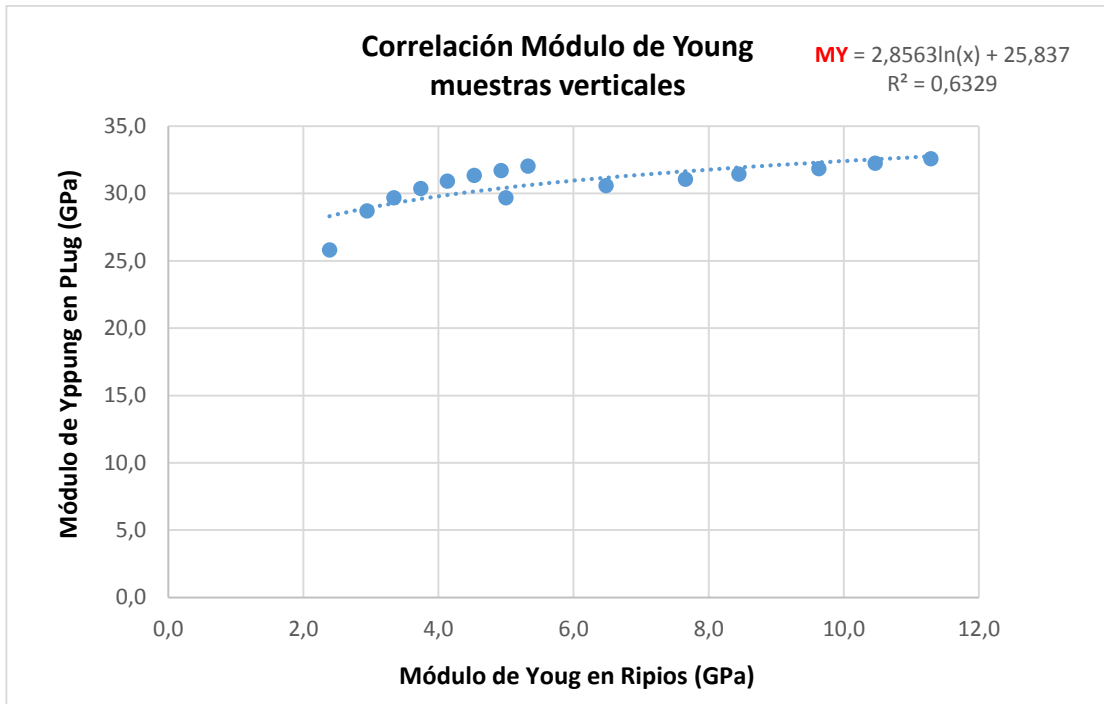
Finalmente, al realizar la correlación para los Módulos de Young y los Coeficientes de Poisson (Figura 47) se evidencia que sí es factible a partir de la metodología planteada establecer una correlación entre los datos obtenidos en recortes de perforación por medio de la celda y los obtenidos en plugs, correlación que permitirá obtener un estimado de las velocidades de propagación de las ondas y de los módulos elásticos solo a partir de ripios de shales con tamaños inferiores a 1 mm, cumpliendo con esto el objetivo de esta investigación.

**Figura 47.** Correlación entre los Módulos de Young y los coeficientes de Poisson de las muestras evaluadas.

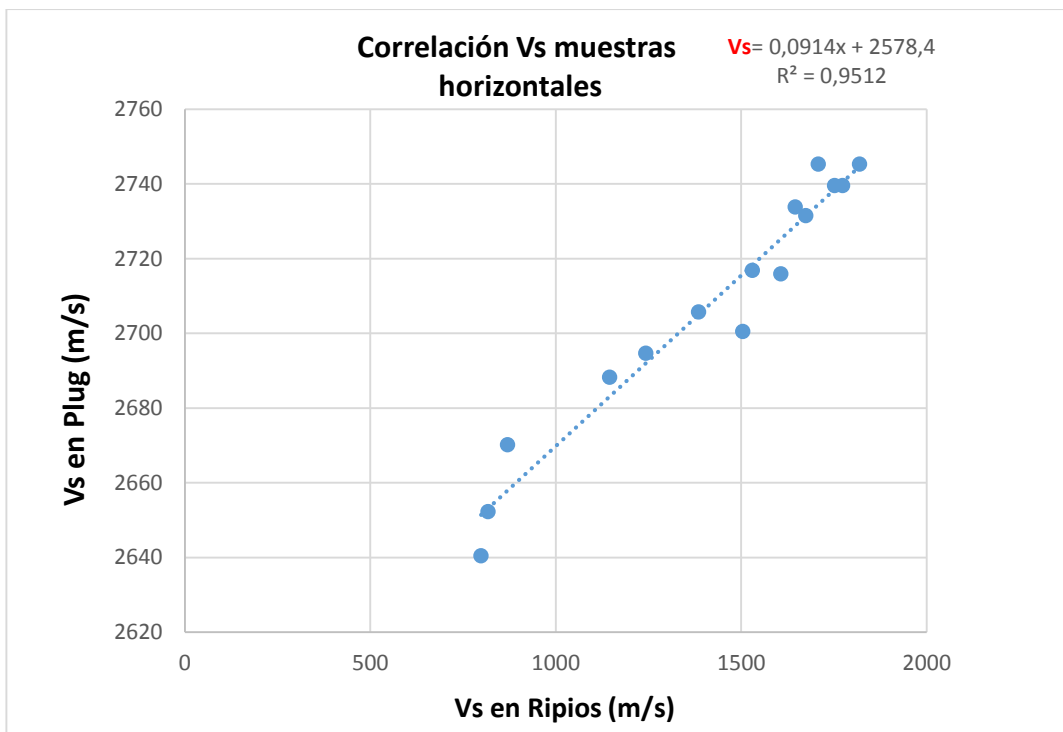
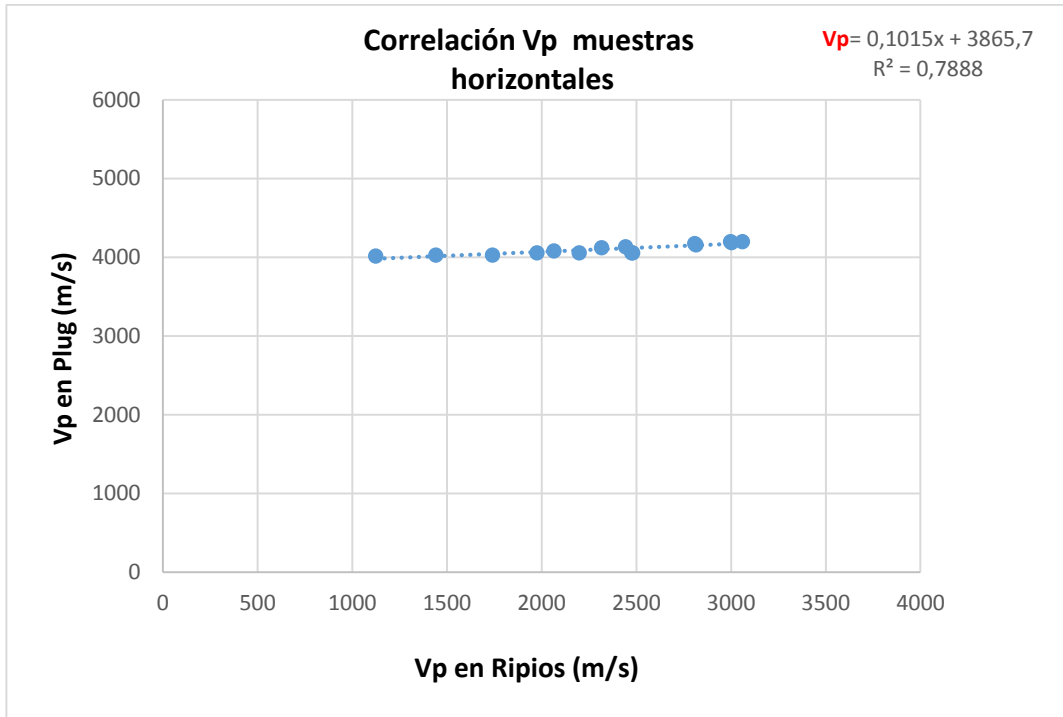


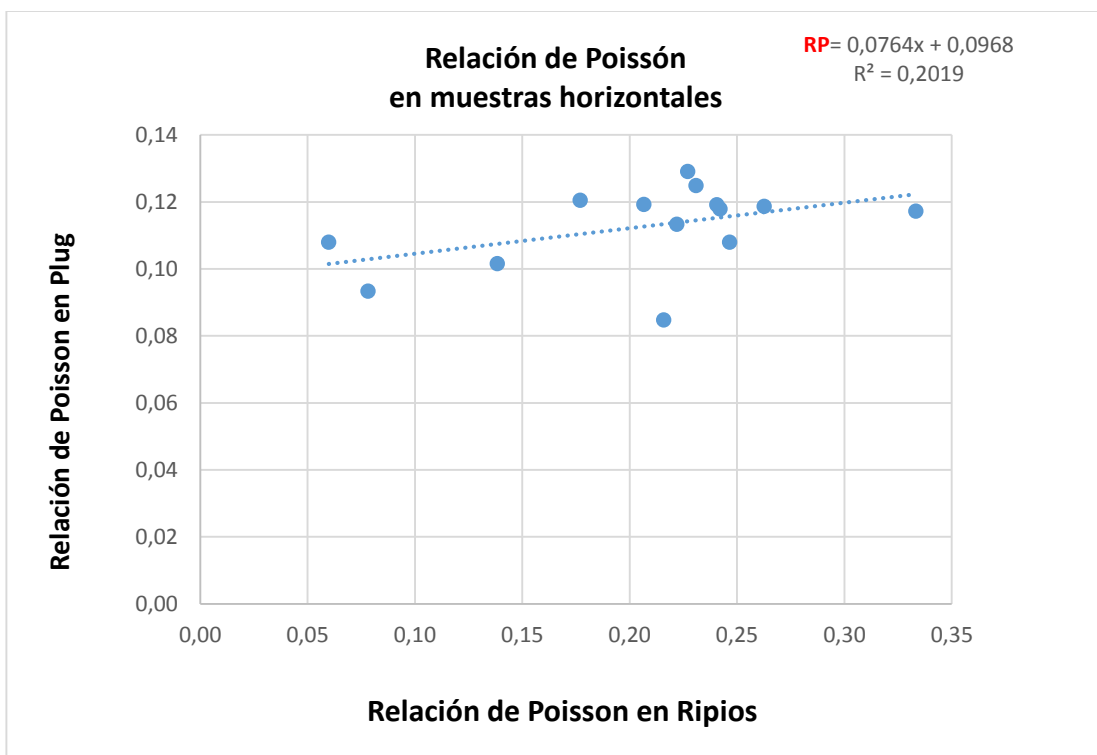
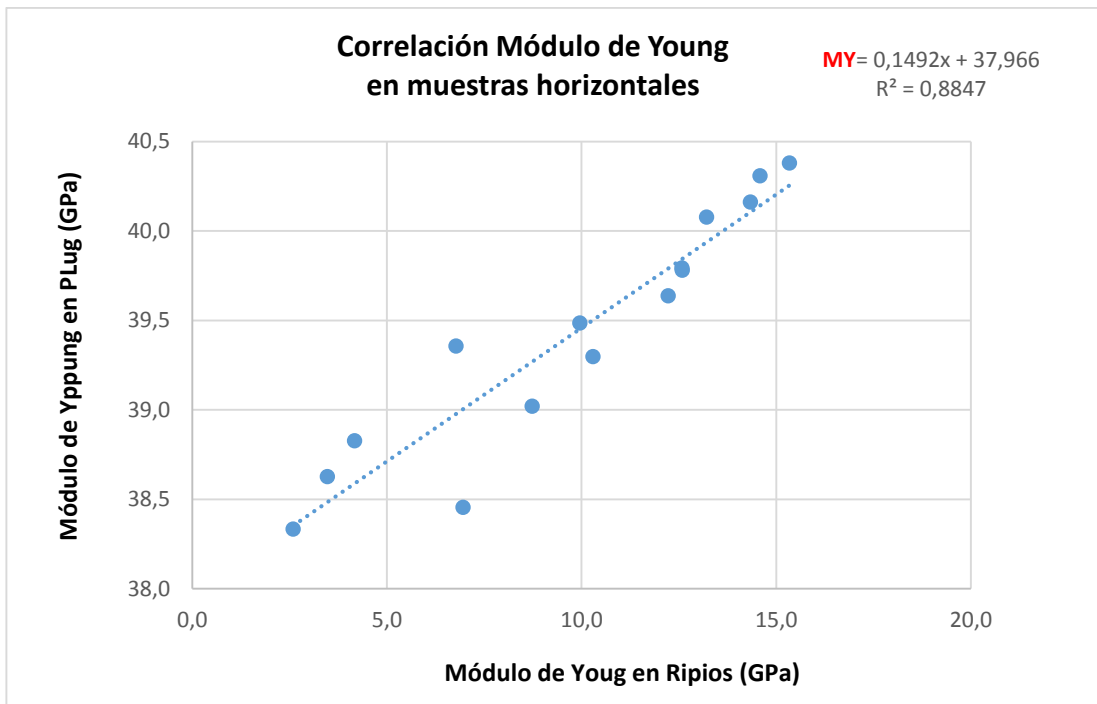
**Figura 48.** Correlaciones finales para las velocidades p, s y los módulos elásticos para las muestras verticales.





**Figura 49.** Correlaciones finales para las velocidades p, s y los módulos elásticos para las muestras horizontales.





## 7. CONCLUSIONES.

Se logró establecer dos correlaciones claras entre los valores de ondas p, s y módulos elásticos obtenidos en plugs y en los recortes de perforación, las cuales estuvieron marcadas por la orientación de corte de las muestras.

Haber logrado adaptar la prueba de ultrasonido para ser aplicada sobre recortes de perforación con espesores inferiores a 1 mm y haber establecido una metodología a partir de correlaciones permitió brindar al ICP una alternativa mucho más económica para realizar evaluaciones mecánicas de las formaciones a partir de ripios.

La nueva técnica implementada permitirá la reducción de costos a la hora de realizar evaluaciones mecánicas de las formaciones a estimular, ya que los ripios o recortes son obtenidos como material residual a la hora de perforar los pozos.

La técnica establecida podrá ser aplicada directamente en campo gracias a que todos los instrumentos utilizados son fácilmente portables, pudiendo de esta forma realizar evaluaciones mecánicas directamente en los sitios de perforación.

## 8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda evaluar un mayor número de muestras, lo cual permitirá mejorar la calidad y confiabilidad de las correlaciones obtenidas.
- De igual forma se recomienda realizar una evaluación mineralógica de las muestras con el fin de determinar si los grupos de tendencias formados están controlados solo por la orientación de las mismas o también están influenciados por la composición mineralógica.

## NOMENCLATURA

**cm<sup>3</sup>**: Centímetros cúbicos.  
**ft**: Pies.  
**mm**: Milímetros.  
**mD**: MiliDarcys.  
**nN**: Nanonewtons.  
**nm**: Nanómetros.  
**μs**: Microsegundos.  
**D**: dimensión lateral de la muestra.  
**λ**: longitud de onda.  
**d**: dimensión promedio del grano.

***E<sub>d</sub>***: Módulo de Young dinámico.  
***v<sub>d</sub>***: Coeficiente de Poisson dinámico.  
***P***: Densidad de la muestra  
***V<sub>p</sub>***: Velocidad de la onda p  
***V<sub>s</sub>***: Velocidad de la onda s  
***V<sub>t</sub>***: Volumen total.  
***V<sub>r</sub>***: Volumen de los recortes.

## BIBLIOGRAFÍA.

BUKOLA, K. (2014). Multi-stage Hydraulic Fracturing Design In Horizontal Wells With The Use Of Drill Cuttings. Paper SPE-169572-MS.

CALDERON, Z. (2014). Introducción a la mecánica de rocas y su aplicación en la industria del petróleo. Ed. Editorial Y Publicaciones De La Universidad Industrial De Santander. pp. 379 – 420.

FIGUEROA, G. (2011). Automatización del Sistema de adquisición de ondas y medición de velocidades acústicas del equipo DT14210-ROP para la estimación de las propiedades mecánicas en rocas (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. pp. 16 -19.

GARCIA, R. (2008). Development of experimental correlations between indentation parameters and unconfined compressive strength (UCS) values in shale samples. C.T.F Ciencia, Tecnología y Futuro. vol.3 no.4 Bucaramanga. pp. 53-65.

HAY, J., Pharr, G. (2000). Instrumented Indentation Testing. ASM Handbook, pp. 232-243.

JONES, O. (1944). The compaction of muddy sediments. Quarterly Journal of the Geological Society of London 100 (Part 1 & 2), pp. 137–160.

MARSALA, A., Zausa, F. (1997). Sonic While Drilling: Have You Thought About Cuttings? Paper (SPE 30545) first presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas. pp. 77-83.

MATEUS, J. (2005). Obtención de la resistencia compresiva uniaxial (UCS) de las rocas a partir de mediciones sobre cortes de perforación (tesis de

pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. pp. 73-76.

MATEUS, J. (2007). Correlation development between indentation parameters and uniaxial compressive strength for colombian sandstones (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. pp. 45-51.

MEZA, J., Chavez, C., Vélez, J. (2006). Técnicas de indentación: medición de propiedades mecánicas en cerámicas. Dyna, vol. 73, núm. 149, pp. 82-93.

NARVAEZ, P. (2011). Efectos del fracturamiento en muestras de rocas en la propagación de ondas. Dyna, vol. 71, núm. 146, pp. 56-61.

NAZMUL, H. (2007). Experimental mechanical compaction of clay mineral aggregates—Changes in physical properties of mudstones during burial. University of Oslo. Marine and Petroleum Geology, Vol 24. pp. 289-311.

NES, O. (1998). Rig Site and Laboratory Use of CWT Acoustic Velocity Measurements on Cuttings. Paper SPE-36854, pp. 349-356.

ORTEGA, C., Aguilera, R. (2012). Use of Drill Cuttings for Improved Design of Hydraulic Fracturing Jobs in Horizontal Wells. Paper SPE-155746. pp. 1-21.

SANTARELLI, F. (1998). Formation Evaluation from Logging on Cuttings. Paper SPE-36851. pp. 238-244.

SHUKLA, P. (2013). Nanoindentation Studies on Shales. ARMA. Paper 13-578. pp. 1-10.

VALERA, L. (2005). Desarrollo metodológico para la obtención del tensor de esfuerzos y determinación de los parámetros mecánicos de la formación tabor a partir de la medición de velocidades acústicas (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

YEW, C. (1997). Mechanics of hydraulic fracturing. Second edition. Elsevier, chapter 9, experimental studies. pp. 197-216.